CORREÇÃO DO

FATOR DE POTÊNCIA

ENGº RICARDO PRADO TAMIETTI

VERSÃO 1.0 - 2002

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO

Cada vez mais acentua-se a preocupação com o aumento de produtividade do sistema elétrico. Devemos nos atentar não apenas em economizar energia, mas em consumir com produtividade, ou seja, minimizar ou compensar o consumo de energia reativa em uma instalação elétrica.

A compensação da energia reativa numa instalação produz grandes vantagens, entre elas:

- Redução das perdas de energia em cabos e transformadores, pela redução da corrente de alimentação;
- Redução dos custos de energia elétrica, não só pela eliminação do ajuste na tarifa imposto pela concessionária, como pela redução das perdas;
- Liberação da capacidade do sistema, permitindo a ligação de cargas adicionais, ou seja, aumento na capacidade de condução dos cabos e da capacidade disponível em transformadores;
- Elevação dos níveis de tensão, melhorando o funcionamento dos equipamentos da instalação.

É importante observar que a preocupação com o consumo de energia reativa não deve ser apenas das grandes instalações elétricas (usualmente complexos industriais). Nestes, o problema é acentuado e "pesa" no bolso dos proprietários através dos chamados "ajustes da tarifação" (as populares "multas") devido ao elevado consumo de energia reativa.

Por outro lado, as instalações de menor porte, como as instalações prediais (residenciais de maior porte e principalmente comerciais) e pequenas indústrias e instituições, por não haver em muitos casos ajuste da tarifação, não se preocupam com a compensação da energia reativa. Porém, mesmos nestes casos, é importante observar o consumo de reativo, pois uma compensação poderá trazer todas as vantagens acima mencionadas, visando racionalizar o consumo de seus equipamentos elétricos.

Objetivando otimizar o uso da energia elétrica gerada no país, o extinto DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica), atualmente com a denominação de ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), através da resolução Nº 479 de 20 de Março de 1992, estabeleceu que o fator de potência mínimo deve ser 0,92, sendo válida, atualmente, a resolução Nº 456/ANEEL, de 29 de Novembro de 2000.

Com o avanço da tecnologia e com o aumento das cargas não lineares nas instalações elétricas (geradoras de harmônicas), a correção do fator de potência passa a exigir alguns cuidados

especiais que veremos em detalhes, e que, infelizmente, nem sempre são levados em consideração na elaboração dos projetos de correção do fator de potência.

Outro assunto bastante importante do qual abordaremos é o de gerenciamento de energia. Em face do crescente uso de automação nas indústrias e do aumento das multas e ajustes cobrados pelas concessionárias, o gerenciamento da energia elétrica vem se tornando uma necessidade para as empresas interessadas em reduzir custos. Como veremos, os consumidores não estão se preocupando apenas com os ganhos decorrentes da eliminação de multas, e passam a exigir recursos para que se alcance um aumento de produtividade através da diminuição de interrupções, maior vida útil dos transformadores, e demais equipamentos instalados nas subestações.

Este material técnico tem como objetivo dar orientação para uma correta instalação de capacitores, corrigindo efetivamente o fator de potência e proporcionando às empresas maior qualidade e maior competitividade.

Considerando a importância das finalidades mencionadas e entendendo tratar-se de matéria técnica já exaustivamente tratada, porém nem sempre do alcance geral de maneira completa e abrangente, este material foi elaborado com uma fácil linguagem de exposição, com exemplos e aplicações práticas para engenheiros, eletrotécnicos e demais profissionais envolvidos com o tema.

Desde já, peço desculpas pelos eventuais enganos cometidos ou assuntos não abordados dentro do tema proposto. Serão muito bem vindas as sugestões e críticas para melhoria deste material.

Engº Ricardo Prado Tamietti

vert@taskmail.com.br

CAPÍTULO 1: CONCEITOS BÁSICOS

NESTE CAPÍTULO VOCÊ VERÁ:

- *Energia, tensão e corrente elétrica;*
- *Elementos passivos de um circuito elétrico;*
- *Potência elétrica;*
- *Fator de potência;*
- *Relação fasorial nos elementos passivos de um circuito;*
- *Medição de energia.*

Energia é a capacidade de produzir trabalho e apresenta-se sob várias formas:

- Energia térmica;
- Energia mecânica;
- Energia elétrica;
- Energia química;
- Energia atômica, etc.

Uma das mais importantes características da energia é a possibilidade de sua transformação de uma forma para outra. Por exemplo: a energia térmica pode ser convertida em energia mecânica (motores de explosão), energia química em energia elétrica (pilhas), etc. Entretanto, na maioria das formas em que a energia se apresenta, ela não pode ser transportada, ela tem que ser utilizada no mesmo local em que é produzida.

1.1 - Energia Elétrica

Na realidade, a energia elétrica é invisível. O que percebemos são seus efeitos, como:

- Luz;
- Calor;
- Choque elétrico, etc.

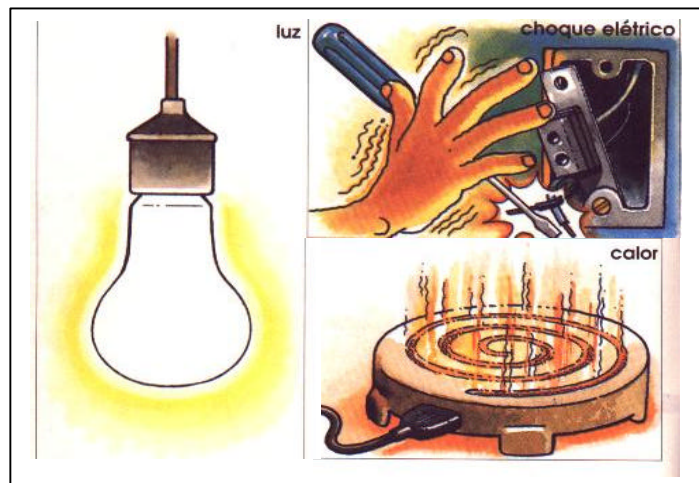



Figura 1.1 - Efeitos da energia elétrica.

A energia elétrica é uma forma de energia que pode ser transportada com facilidade, ao contrário de outras formas de energia.

IMPORTANTE

Tensão é a força que impulsiona os elétrons livres nos fios. Sua unidade de medida é o volt [V].

Corrente elétrica é o movimento ordenado dos elétrons livres nos fios. Sua unidade de medida é o ampère [A].

1.2 - Tensão e corrente elétrica

Nos materiais condutores, como os fios, existem partículas invisíveis chamadas **elétrons livres**, que estão em constante movimento de forma **desordenada**.

Para que estes **elétrons livres** passem a se movimentar de forma ordenada nos fios, é necessário ter uma força que os empurre em uma mesma direção. A esta força é dado o nome de **tensão elétrica (U),** e sua unidade de medida é o volt [V]. Na verdade, o que faz com que os elétrons se movimentem é a **diferença de potencial (tensão)** entre dois pontos no fio, ou seja, uma diferença entre as concentrações de elétrons (carga elétrica).

Figura 1.2 - Tensão elétrica.

Esse movimento ordenado dos elétrons livres, provocado pela ação da diferença de potencial (tensão), forma uma corrente de elétrons. Essa corrente ordenada de elétrons livres (carga = Q) por unidade de tempo (t) é chamada de **corrente elétrica (I),** e sua unidade de medida é o ampère [A].

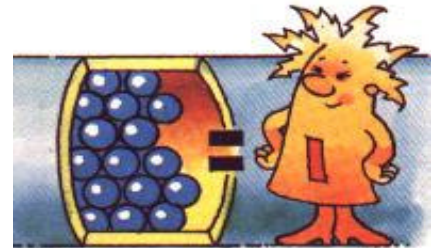



Figura 1.3 - Corrente elétrica.

1.1 Corrente elétrica

$$I(A) = \frac{Q(C)}{\Delta t(s)}$$

onde:

Q = carga elétrica, em coulomb [C];
Δt = intervalo de tempo, em segundo [s].

Para fazermos idéia do comportamento da corrente elétrica, podemos compará-la com uma instalação hidráulica, interpretando o fornecimento de energia elétrica a uma carga como sendo realizado por um “bombeamento de carga elétrica”.

A pressão que a água faz depende da altura da caixa (analogia com a energia elétrica: tensão). A quantidade de água que flui pelo cano por unidade de tempo, ou seja, a vazão d'água (analogia com a energia elétrica: corrente) vai depender desta pressão e do diâmetro do cano (analogia com a energia elétrica: resistência).

Observe a pilha da figura 1.4. A energia química faz com que as cargas positivas (prótons) e as negativas (elétrons) se concentrem em extremidades opostas (polos positivo e negativo), estabelecendo uma tensão elétrica ***U*** entre elas. Adicionalmente, como as duas extremidades da pilha estão interligadas por um condutor, a tensão elétrica obriga os elétrons livres do circuito a fluirem do polo negativo para o positivo. Este fluxo ordenado de elétrons, como vimos, é a ***corrente elétrica***.

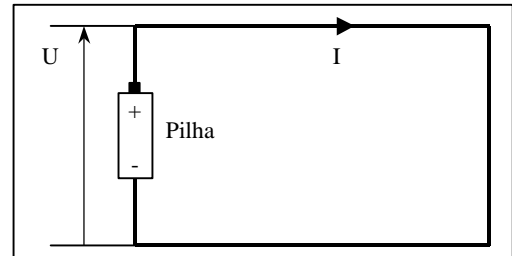



Figura 1.4 - Tensão e corrente elétrica.

A figura 1.5, letra (a), mostra a representação gráfica da tensão e corrente contínuas, onde se vê que suas intensidades não variam ao longo do tempo.

No entanto, exceto para aplicações muito específicas (equipamentos movidos a bateria, na maior parte), as instalações elétricas são feitas sob tensão e corrente alternadas. Como mostra a letra (b) da mesma figura, as intensidades da tensão e da corrente alternadas variam ao longo do tempo, comportando-se, graficamente, como uma curva senoidal.

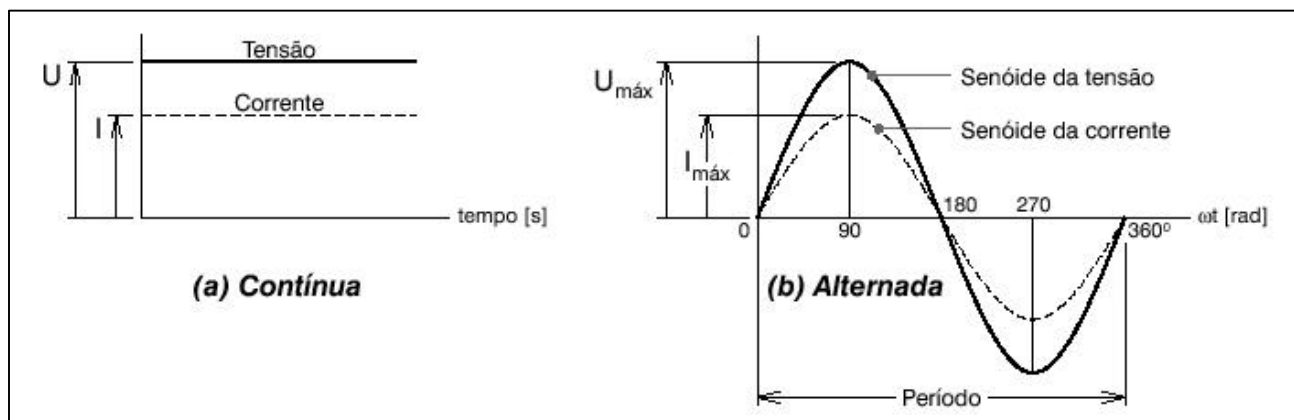



Figura 1.5 - Tensão e corrente contínuas e alternadas.

IMPORTANTE

Em análise de circuitos, é comum distinguir-se as quantidades constantes das variáveis com o tempo, pelo emprego de letras maiúsculas para as constantes (contínuas) e minúsculas para as variáveis (alternadas).

Denomina-se ***período*** da tensão e da corrente alternadas ao tempo necessário para que suas intensidades "percorram" a onda senoidal, isto é: irem de zero até o máximo positivo, voltarem a zero, irem até o mínimo negativo e, por fim, retornarem novamente a zero.

O número de períodos por segundo que a tensão e a corrente alternadas perfazem é denominado ***frequência***, medido em hertz [Hz] e designado pela letra f. No Brasil, a frequência é padronizada em 60Hz, ou seja, a tensão (e a corrente) se inverte 60 vezes por segundo.

Nos circuitos alternados trabalha-se com os valores instantâneos da intensidade da tensão e da corrente, que são expressos por:

$u = U_{máx}\, sen\, (\nu t)$ .... (a)
$i = I_{máx}\, sen\, (\nu t)$ .... (b)

onde:

u = tensão instantânea, em volt [V];

i = corrente instantânea, em ampère [A];

$U_{máx}$ = intensidade máxima da tensão em 1 período, em volt [V];

$I_{máx}$ = intensidade máxima da corrente em 1 período, em ampère [A];

$\nu = 2\pi f$ = frequência angular, em [rad/s], sendo ***f*** a frequência em hertz [Hz];

t = intervalo de tempo, em segundo [s];

Na prática, utilizamos os valores eficazes da tensão e da corrente alternadas, que representam valores médios e são expressos por:

1.2	**Tensão Eficaz**
	$U = \frac{Umáx}{\sqrt{2}}$

1.3	**Corrente Eficaz**
	$I = \frac{Imáx}{\sqrt{2}}$

em que ***U*** e ***I*** são medidos em [V] e [A], respectivamente, e o significado dos termos Umáx e Imáx já foram vistos.

Daqui para frente, sempre que nos referirmos a tensão ou a corrente alternada, a menos que dito o contrário, suas intensidades estão pressupostas serem as eficazes.

1.3 - Elementos passivos de um circuito elétrico

1.3.1 - Resistência

Todos os materiais oferecem alguma resistência à circulação da corrente elétrica: de pouca a quase nenhuma, nos condutores, a alta, nos isolantes. A resistência elétrica, designada pela letra **R**, é a medida em ohm [Ω] da oposição que o circuito condutor oferece à circulação da corrente, sendo expressa por:

1.4	**Resistência**
	$R = \frac{U}{I}$

onde:

U = tensão, em volt [V];
I = corrente, em ampère [A].

A expressão 1.4 é a interpretação matemática da Lei de Ohm, que diz:

A corrente que flui através de uma resistência é diretamente proporcional à tensão aplicada e inversamente proporcional à resistência.

Nesta forma simples, a Lei de Ohm se aplica apenas aos circuitos de corrente contínua e aos de corrente alternada que contenham somente resistências.

Para os circuitos alternados contendo indutores e/ou capacitores, novos parâmetros precisam ser considerados - tais parâmetros sendo, respectivamente, a indutância e/ou a capacitância do circuito, fenômenos que descreveremos logo adiante.

Em corrente alternada, como vimos, a tensão e, consequentemente, a corrente, mudam de polaridade no ritmo estabelecido pela frequência, seguindo um comportamento senoidal.

Nas resistências elétricas, as senóides da tensão e da corrente passam pelos seus pontos notáveis (máximo, zero e mínimo) simultaneamente, como mostra a figura 1.6. Diz-se que estão "em fase" e representa-se por $\varphi = 0°$. O ângulo φ, denominado

ângulo de fase, mede a defasagem entre tensão e corrente em um determinado instante.

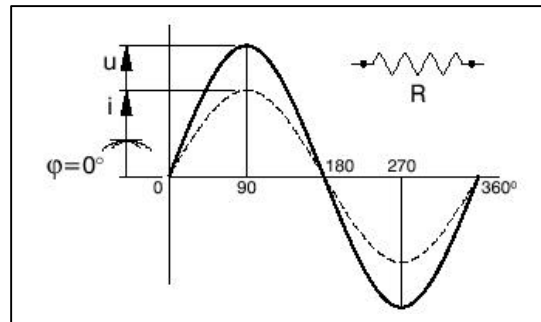



Figura 1.6 - senóides da tensão e da corrente nas resistências.

1.3.2 - *Indutância*

A corrente alternada ao circular em uma bobina (indutor) gera o fenômeno de auto-indução, ou seja, a bobina, ao ser energizada, induz tensão em si mesma.

Por sua vez, a tensão auto-induzida gera uma contra-corrente, que provoca o retardamento da corrente em circulação.

Este fenômeno (uma forma de resistência) é denominado ***reatância indutiva***, designado por X_L , medido em ohm [Ω] e expresso por:

1.5	Reatância Indutiva
$$X_L = 2.p\,.\,f\,.L$$	

onde:

f = frequência, em hertz [Hz];
L = indutância, em henry [H].

Como esquematizado na figura 1.7, nos circuitos puramente indutivos, o retardamento da corrente a faz ficar defasada de 90° em relação à tensão, ou seja, o ângulo de fase é φ = 90°.

Nos circuitos de corrente contínua, as bobinas se comportam como um curto-circuito.

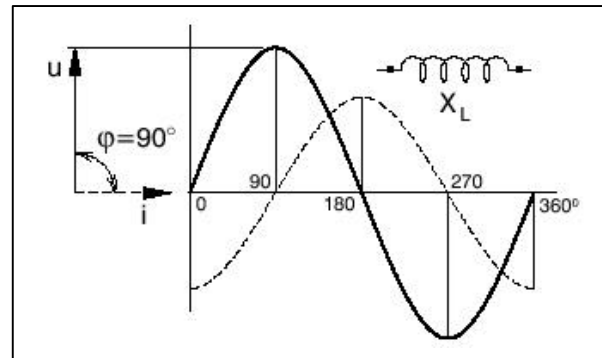



Figura 1.7 - Senóides da tensão e da corrente nas bobinas (indutores).

1.3.3 - Capacitância

Capacitores são dispositivos que acumulam eletricidade e, também eles, oferecem certa resistência à passagem da corrente alternada, denominada ***reatância capacitiva***, designada por X_C , medida em ohm [Ω] e expressa por:

1.6	Reatância Capacitiva

$$X_C = \frac{1}{2.p.f.C}$$

onde:

f = frequência, em hertz [Hz];
C = capacitância, em farad [F].

Como mostrado na figura 1.8, nos circuitos puramente capacitivos, a corrente fica adiantada de 90° em relação à tensão, ou seja, o ângulo de fase é: φ = - 90°. Nos circuitos de corrente contínua, os capacitores se comportam como um interruptor aberto.

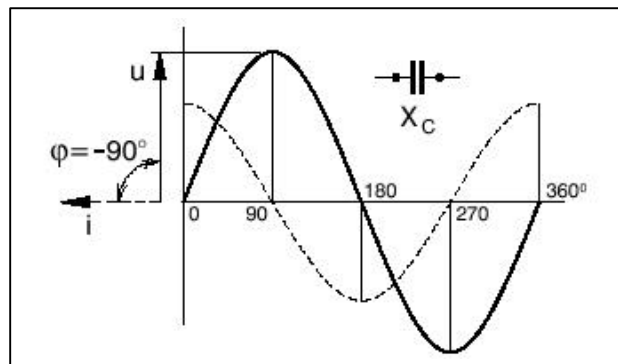



Figura 1.8 - Senóides da tensão e da corrente nos capacitores.

1.3.4 - Impedância

Os circuitos elétricos de corrente alternada raramente são apenas resistivos, indutivos ou capacitivos. Na esmagadora maioria das vezes, apresentam as duas reatâncias (ou somente uma delas) combinadas com a resistência.

A resistência total do circuito - que passa a ser denominada ***impedância***, designada por ***Z*** e, evidentemente, medida em ohm [Ω] - é o resultado dessa combinação.

Porém, como vimos nas figuras 1.6, 1.7 e 1.8, a resistência e as reatâncias são vetores (grandezas que agrupam três informações: módulo, direção e sentido).

A composição vetorial que fornece a impedância é bastante simples, pois seus vetores são coplanares e posicionados a 90°, como esquematizado na figura 1.9.

Em vista disso, ela é determinada como a hipotenusa do triângulo retângulo, denominado ***triângulo das impedâncias***, em que um dos catetos é a resistência e o outro a reatância indutiva ou a capacitiva ou, caso coexistam, a diferença vetorial entre estas duas.

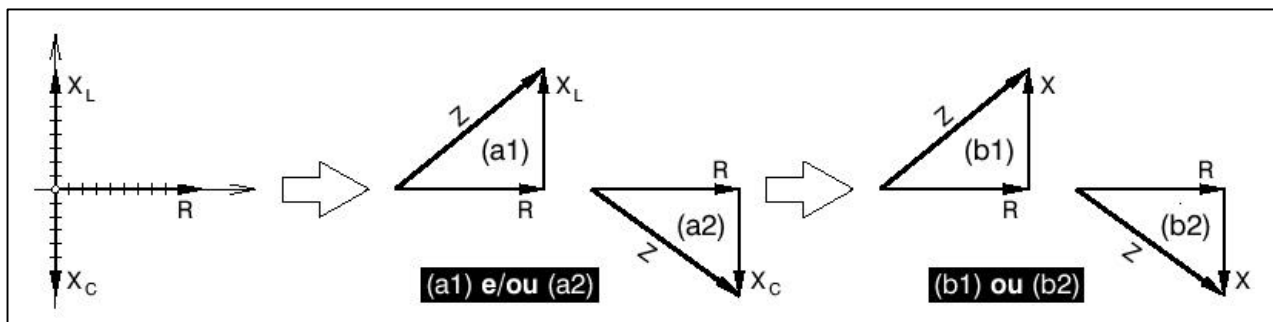



Figura 1.9 - Vetores componentes da impedância.

A impedância de um circuito elétrico, portanto, pode apresentar-se segundo uma das seguintes variantes:

1.7	Impedância (casos conforme Figura 1.9)	
Caso (a1)	Caso (a2)	Caso (b1) ou (b2)
$Z = \sqrt{R^2 + X_L^2}$	$Z = \sqrt{R^2 + X_C^2}$	$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$

Na expressão 1.7, casos (a1) e (a2), todos os termos já são nossos conhecidos. No caso (b1) ou (b2), o termo ***X*** é a

diferença algébrica entre a reatância indutiva e a capacitiva. Quando, em valores absolutos:

- a indutância é maior, o circuito é predominantemente indutivo, caso (b1) da figura 1.9;
- a indutância é menor, o circuito é predominantemente capacitivo, caso (b2) da figura 1.9.

A Lei de Ohm, que permitiu a derivação da expressão 1.4, para os circuitos de corrente alternada, passa então a ser expressa por:

1.8	Tensão nos circuitos de corrente alternada
	$U = Z.I$

em que conhecemos o significado de todos os termos.

1.4 - Potência

Potência, como sabemos, é a quantidade de trabalho executado em um intervalo de tempo. No domínio elétrico da tensão alternada, usando o circuito da figura 1.10 como exemplo, a potência ***p*** absorvida por uma carga é diretamente proporcional à tensão instantânea ***u*** a que está submetida e à corrente instantânea ***i*** que circula, ou seja:

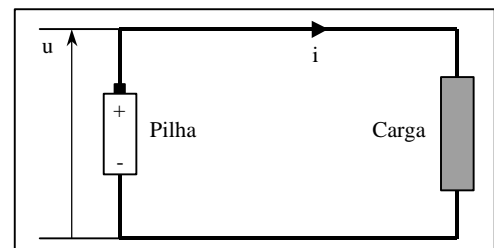



Figura 1.10 - Potência absorvida por uma carga.

p = u.i.. *(c)*

Como a corrente é um fluxo de elétrons mantido pela diferença de potencial entre dois pontos do circuito, então, pela figura 1.10, uma analogia hidráulica para a potência elétrica seria que a pilha "bombeia" elétrons através da carga e esta, ao ser alimentada com este "fluxo sob a pressão **u**", executa certa quantidade de trabalho.

A potência instantânea ***p*** da expressão (c) é formada por duas parcelas, denominadas potência ***ativa*** e ***reativa,*** ambas vetoriais, cuja soma é chamada de ***potência aparente***, medida em volt.ampère [VA] e designada pela letra **S**, ou seja:

FLUXO DE POTÊNCIA

Cargas puramente resistivas:

P ¹ 0; Q = 0

Cargas puramente indutivas/capacitivas:

P = 0; Q ¹ 0

Cargas compostas de resistência e reatância (indutiva ou capacitiva):

P ¹ 0; Q ¹ 0

IMPORTANTE

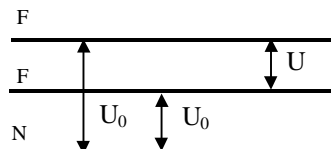
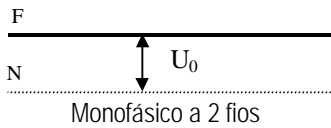
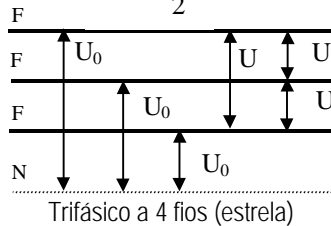
Condutores vivos, conforme a NBR 5410, são as fases e o neutro da instalação elétrica, na qual se salienta:

- *A tensão de linha (ou fase-fase) é medida entre duas fases quaisquer do sistema e designada por **U**;*
- *.A tensão de fase (ou fase-neutro) é medida entre qualquer fase do sistema e o neutro, sendo designada por **U₀**;*

Monofásico a 2 fios

Monofásico a 3 fios (bifásico simétrico)

$$U_0 = \frac{U}{2}$$

Trifásico a 4 fios (estrela)

$$U_0 = \frac{U}{\sqrt{3}}$$

$$\vec{S} = \vec{P} + \vec{Q} \qquad \text{.......... } (d)$$

A parcela ***P*** (potência ativa) quantifica o trabalho útil produzido pelo circuito, por exemplo:

- Mecânico: nos motores;
- Térmico: aquecedores;
- Luminoso: nas lâmpadas.

A potência ativa ("pura") é uma potência que é "absorvida" em circuitos cuja carga tem uma característica puramente resistiva, sendo medida em watt [W] e expressa por:

1.9	Potência Ativa Absorvida por Cargas Ligadas entre:				
Fase e Neutro		2 Fases		3 Fases	
a	$P = U_0.I.\cos\varphi$	b	$P = U.I.\cos\varphi$	c	$P = \sqrt{3}.U.I.\cos\varphi$

em que o termo (cosφ) é o ***fator de potência***, que veremos em detalhe logo adiante.

A parcela ***Q*** (potência reativa) representa quanto da potência aparente foi transformada em campo magnético (ao circular, por exemplo, através de motores de indução e reatores) ou campo elétrico (armazenado nos capacitores), sendo medida em volt.ampère-reativo [VAr] e expressa por:

1.10	Potência Reativa Absorvida por Cargas Ligadas entre:				
Fase e Neutro		2 Fases		3 Fases	
a	$Q = U_0.I.\text{sen}\,\varphi$	b	$Q = U.I.\text{sen}\,\varphi$	c	$Q = \sqrt{3}.U.I.\text{sen}\,\varphi$

em que o termo (senφ) é denominado ***fator reativo***.

A potência reativa, além de não produzir trabalho, circula entre a carga e a fonte de alimentação, ocupando um espaço no sistema elétrico que poderia ser utilizado para fornecer mais

VOCÊ SABIA?

*Qual a diferença entre **potência** e **energia**? Potência é a capacidade de realizar um determinado trabalho. Energia é o trabalho propriamente dito. Imagine um halterofilista que tem a força para levantar até 200 quilos. Ele tem potência. Quando nosso halterofilista suspender um peso ele terá realizado um trabalho. Em conseqüência gastou uma certa quantidade de energia.*
Os equipamentos elétricos também tem uma capacidade de realizar trabalho como, por exemplo, aquecer a água do seu banho. Haverá consumo de energia quando você ligar o chuveiro. Como o nosso atleta, o chuveiro tem capacidade (potência) mas só produzirá a energia quando for acionado.

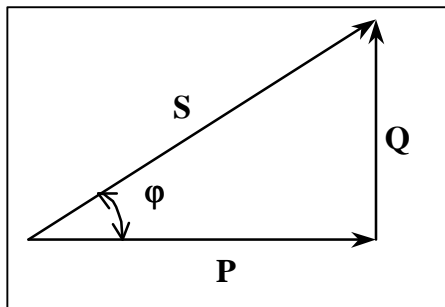



Figura 1.11 - Triângulo das potências.

ATIVO *versus* REATIVO

- *Ativa: realiza trabalho útil;*
- *Reativa: circula entre a carga e a fonte de alimentação sem realizar trabalho útil.*

energia ativa, exigindo da fonte e do sistema de distribuição uma potência adicional (consequentemente, uma corrente adicional).

Analogamente ao que foi visto para o triângulo das impedâncias, da expressão (d) resulta o ***triângulo das potências*** (figura 1.11), em que a ativa e reativa são catetos, podendo-se, portanto, escrever:

$S^2 = P^2 + Q^2$ .... (e)

$P = S.\cos\varphi$ .... (f)

$Q = S.\text{sen}\varphi$ .... (g)

$tg\varphi = Q / P$ .... (h)

Substituindo em (e) os valores de ***P*** *e* ***Q*** fornecidos pelas expressões 1.9 e 1.10, obtém-se finalmente:

1.11	**Potência Aparente Absorvida por Cargas Ligadas entre:**	
Fase e Neutro	2 Fases	3 Fases
a $S = U_0.I$	b $S = U.I$	c $S = \sqrt{3}.U.I$

Estivemos até agora tratando dos circuitos sob tensão alternada. Nos circuitos sob tensão contínua, o fator de potência (cosφ) e o fator reativo *(sen j)* são, respectivamente, unitário e nulo, resultando para os mesmos:

1.12	**Potência nos Circuitos Contínuos**
Potência Ativa = Potência Aparente = U.I	

onde U [V] e I [A] são os valores de tensão e corrente contínuas.

1.4.1 - Carga versus relação fasorial

A carga da figura 1.10 pode ser reapresentada por sua impedância equivalente **Z**, que, como vimos, é composta pela resistência **R** e pela reatância **X** equivalentes.

Existem duas maneiras de representar a impedância **Z** (veja nota sobre números complexos):

- Forma retangular ou cartesiana;
- Forma polar.

Números Complexos

As equações algébricas do tipo $x^2 = -3$ não possuem soluções no campo dos números reais. Tais equações podem ser resolvidas somente com a introdução de uma unidade imaginária ou ***operador*** **imaginário***, que representamos pelo símbolo j. Por definição j = Ö -1*

O produto de um número real por um operador imaginário é chamado de número imaginário e a soma de um número real e um número imaginário é chamada ***número complexo****. Assim, um número com a forma* ***a + jb****, onde a e b são números reais, é um* número complexo.

O *número complexo* é representado por:

C = a + j b (retangular ou cartesiana)

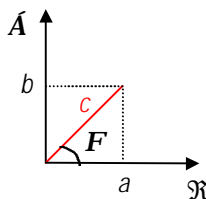
C = |C| Ð F (forma polar)

O número complexo C é descrito como tendo uma ***componente real a*** e uma ***componente*** **imaginária** ***b****, que podem ser representadas por:*

Â (C) = a

Á (C) = b

A componente imaginária de C não é jb. Por definição, a componente imaginária é um número real (ou seja, apenas "b").

Como qualquer número complexo é completamente caracterizado por um par de números reais, podemos representá-lo num sistema de coordenadas cartesianas como mostra a figura abaixo:

Pelo Teorema de Pitágoras, valem as igualdades a seguir:

$c^2 = a^2 + b^2$ = Ö ($a^2 + b^2$) = |C|
tan F = b / a

A forma retangular é apresentada da seguinte maneira:

Z = R + jX .... *(i)*

onde:

R (resistência) é a parte real da impedância;

X (reatância) é a parte imaginária da impedância;

j = operador complexo (conforme definido no quadro ao lado).

A forma polar é representada da seguinte maneira:

Z = |Z|Ð j .... *(j)*

onde:

|Z| é o módulo da impedância:

$|Z| = \sqrt{R^2 + X^2}$. .... *(k)*

φ = ângulo de fase da impedância, conforme já definido anteriormente, mede a defasagem entre tensão e corrente

Ð = operador matemático para separar o módulo do ângulo de fase.

Podemos escrever, observando a figura 1.9 e utilizando o Teorema de Pitágoras:

R = Z.cos j .... *(l)*

X = Z.sen j .... *(m)*

Z = U / I .... *(n)*

De (l), (m) e (n), podemos escrever para as potências ativa e reativa definidas em 1.9 e 1.10:

1.13	Potência ativa e reativa	
	$P = U \times I \times \cos j \;= Z \times I^2 \times \cos j \;= R \times I^2$	a
	$Q = U \times I \times \text{sen}\, j \;= Z \times I^2 \times \text{sen}\, j \;= X \times I^2$	b

A tabela 1.1 indica, para os diversos tipos de carga, o fator de potência e as potências ativa e reativa. Observe que uma carga de natureza indutiva absorve **Q** positivo (Q > 0), isto é, um indutor ***consome*** potência reativa. Como exemplo de cargas que consomem energia reativa, temos: transformadores,

FP indutivo e Capacitivo

O fator de potência para cargas predominantemente indutivas (resistência mais indutância - ver tabela 1.1) é dito indutivo ou "em atraso", onde o ângulo φ é considerado, por convenção, POSITIVO;

Cargas predominantemente capacitivas (resistência mais capacitância - ver tabela 1.1) é dito capacitivo ou "em avanço", onde o ângulo φ é considerado NEGATIVO

IMPORTANTE

A energia elétrica ativa é normalmente expressa e medida em kWh (kilo-watt-hora) e a energia elétrica reativa é normalmente expressa em kVArh (kilo - volt.ampère.reativo-hora). Por convenção, quando a energia reativa é dada em valores positivos ela é indutiva, e quando negativa ela é capacitiva. A ***energia reativa indutiva*** *é necessária ao funcionamento de motores. Ela é responsável pela magnetização dos enrolamentos de motores e transformadores.*

O oposto da energia reativa indutiva é a energia reativa capacitiva, e por isto ela é expressa na mesma unidade, porém com valor negativo. A ***energia reativa capacitiva*** *é normalmente fornecida ao sistema elétrico por capacitores.*

Outra forma de se explicar energia reativa é considerando-se o sincronismo entre tensão e corrente. Quando temos apenas cargas resistivas, a tensão e a corrente estão perfeitamente em fase. Ao ligarmos uma carga indutiva (motor), a corrente se "atrasa" em relação à tensão. As cargas capacitivas fazem o oposto, ou seja, "atrasam" a tensão em relação à corrente. Por esta razão é que utilizamos capacitores para corrigir o baixo fator de potência causado pelas cargas indutivas da maioria das instalações elétricas.

motores de indução e reatores. Para uma carga capacitiva temos a absorção de **Q** negativo (Q < 0), isto é, um capacitor ***gera*** potência reativa. Como exemplo de cargas de fornecem energia reativa, temos: capacitores e motores síncronos.

Mais adiante, utilizaremos esta característica importante dos elementos capacitivos para a compensação de energia reativa na instalação elétrica para fins de correção do fator de potência.

Tabela 1.1
Tipo de Carga x Fator de Potência

Tipo de carga	Relação Fasorial	Fase	Fator de Potência	P Absorvido pela carga	Q. Absorvido pela carga
Resistiva	I U	φ = 0	cosφ = 1	P > 0	Q = 0
Indutiva	U I	φ = +90º	cosφ = 0	P = 0	Q > 0
Capacitiva	I U	φ = -90º	cosφ = 0	P = 0	Q < 0
Resistiva e Indutiva	U I	0 < φ < +90º	1 > cosφ > 0	P > 0	Q > 0
Resistiva e Capacitiva	I U	-90º < φ < 0	0 < cosφ < 1	P > 0	Q < 0

Em termos de corrente, a corrente elétrica total que circula numa carga qualquer é resultante da soma vetorial de duas componentes de corrente elétrica (figura 1.12). Uma componente que é denominada de <u>corrente ativa</u> (I_P) e a outra que é denominada de <u>corrente reativa</u>. (I_Q) A soma vetorial da corrente ativa e da corrente reativa é denominada de <u>corrente aparente</u> (I).

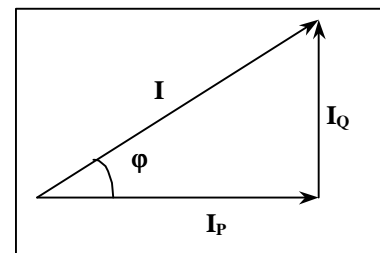



Figura 1.12 - triângulo das correntes.

1.14	**Componentes da corrente**		
Componente ativa		Componente reativa	
a	$I_P = I \times \cos j$	b	$I_Q = I \times \text{sen}\, j$

Como sabemos, o resultado da multiplicação da corrente pela tensão é denominada de potência. Assim, o produto da corrente ativa numa carga pela tensão a que está submetida esta carga resulta na potência ativa da carga e o produto da corrente reativa numa carga pela tensão a que está submetida esta carga resulta na potência reativa da carga e, a soma vetorial da potência ativa e da potência reativa de uma carga resulta na potência aparente da carga. Sabemos também, que o resultado da multiplicação da potência pelo tempo é denominada de energia. Assim, o produto da potência ativa de uma carga por um intervalo de tempo "t" resulta na energia ativa da carga e, o produto da potência reativa de um carga pelo mesmo intervalo de tempo "t" resulta na energia reativa da carga e, a soma vetorial da energia ativa e da energia reativa de uma carga, se podemos dizer assim, resulta na energia aparente da carga.

O diagrama vetorial das potências (triângulo das potências) para cargas indutivas e capacitivas é mostrado nas figuras 1.13 e 1.14, respectivamente.

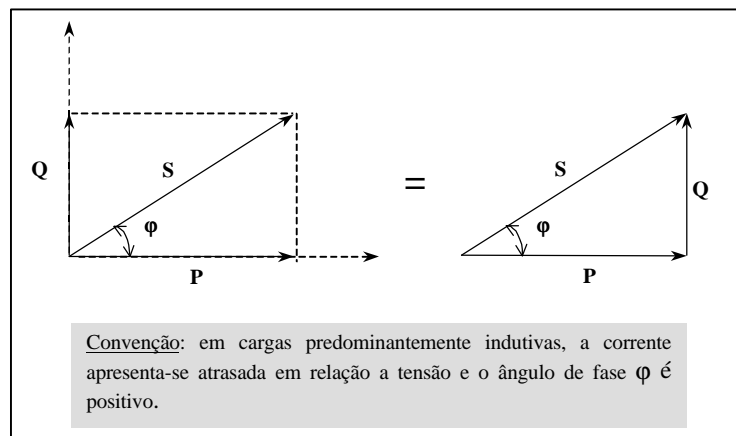



Figura 1.13 - Diagrama vetorial para cargas indutivas.

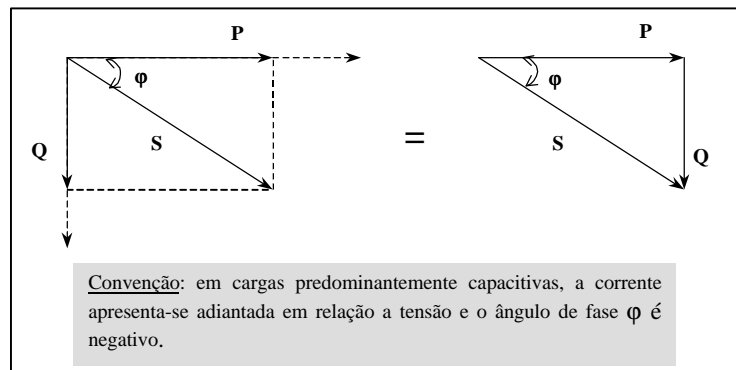



Figura 1.14 - Diagrama vetorial para cargas capacitivas.

Observe que o ângulo de fase "φ" (ângulo de defasamento entre tensão e corrente) é o mesmo ângulo de defasamento entre a potência aparente **S** e a potência ativa **P**.

1.4.1.1 - Potência Complexa

Sejam os vetores de tensão e corrente abaixo:

U = |U| ∠ α...(o)

I = |I| ∠ β ....(p)

Vamos definir o fasor conjugado da corrente por:

I* = |I| ∠ (- β) ....(q)

Define-se potência complexa como o "*produto do fasor da tensão pelo conjugado da corrente*", ou seja:

S = U x I*...(r)

Obtemos, de (o) e (q) em (r):

S = |U| ∠ α x |I| ∠ (- β) = |U| . |I| ∠ (α - β)

Sendo o ângulo de fase φ igual a (α - β) e, com o auxílio das expressões 1.13a e 1.13b, obtém-se as expressões da potência complexa (1.15a e 1.15b):

1.15	Potência complexa	
$S = U \times I \angle j$		a
$S = (U \times I \times \cos j) + j(U \times I \times \text{sen}\, j) = P + jQ$		b

Exemplo 1.1

Seja o circuito elétrico da figura 1.15 . Obtenha informações completas sobre a potência, considerando-se:

u = 42,5 cos (1000t + 30º) e Z = 3 + j4 W.

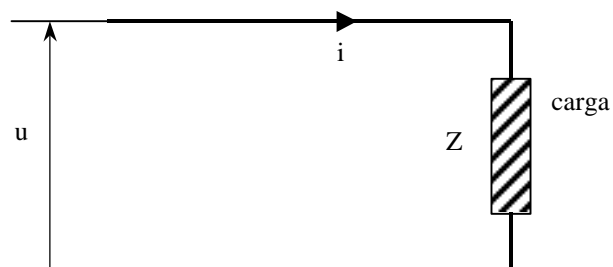



Figura 1.15 - circuito elétrico do exemplo 1.1.

Solução:

Da expressão u = 42,5 cos (1000t + 30º) obtemos:

$U_{máx}$ = 42,5V .... *(1)*

a = 30º .... *(2)*

Da expressão Z = 3 + j4W., obtemos, por comparação com (j):

R = 3W e X = 4W .... *(3)*

Logo, aplicando-se os valores de (3) na expressão (k), obtemos:

$$|Z| = \sqrt{3^2 + 4^2} = 5$$
$$j = arctg(4/3) = 53{,}13^o$$
$$Z = 5\angle 53{,}13^o$$

Da expressão 1.2, temos:

U = $U_{máx}$ / Ö2 = 42,5 / Ö2 =30,1V

O fasor da tensão será:

U = |U| Ð a = 30,1 Ð 30º

Da expressão (n), temos:

$$I = \frac{U}{Z} = \frac{30{,}1\angle 30^o}{5\angle 53{,}13^o} = 6\angle -23{,}13^o$$

Aplicando-se a expressão 1.15a , obtemos:

S = U x I Ð j = 30,1 x 6 Ð 53,13º= 180,6 Ð 53,13º .... *(4)*

De 1.15b, com cos 53,13º= 0,6 e sen 53,13º= 0,8, obtemos:

S = 108,4 + j 144,5 .... *(5)*

Dos cálculos acima, tiramos as seguintes conclusões:

- *P = 108,4W*
- *Q = 144,5 VAr (indutivo)*
- *S = 180,6 VA*
- *j = 53,13º*
- *FP = cos j = 0,6 (indutivo)*

OBS:

1. *Observe que poderíamos também obter o ângulo de fase j, como já visto, pelo ângulo de defasagem entre tensão e corrente, ou seja: j = 30º - (-23,13º) = 53,13º.*

2. *Se for refeito o exemplo 1.1 considerando-se uma reatância capacitiva ao invés da indutiva, ou seja, Z = 3 -j4W, teríamos os seguintes resultados:*

- *P = 108,4W;*
- *Q = 144,5VAr (capacitivo) ou -144,5Var;*
- *S = 180,6 VA;*
- *j = - 53,13º;*
- *FP = cos j = 0,6 (capacitivo).*

Exemplo 1.2

Obter os dados completos de potência para um circuito passivo com tensão aplicada e corrente resultante de:

v = 150 cos (wt - 10º)V

i = 5 cos (wt - 50º)A

Solução:

Utilizando a potência complexa temos:

$$S = U \times I^*$$

$$S = \left(\frac{150}{\sqrt{2}} \angle 10^{o} \right) \times \left(\frac{5}{\sqrt{2}} \angle 50^{o} \right) = 375 \angle 60^{o} = 187{,}5 + j324{,}8$$

Assim:

- *P = 187,5W;*
- *Q = 324,8VAr (indutivo);*
- *S = 375VA;*
- *FP = cos j = cos (60º) = 0,5 (indutivo).*

1.4.2 - Medição de energia

Para efetuar a medição da energia ativa nas instalações dos médios e grandes consumidores industriais , as concessionárias utilizam **medidores de energia ativa** (quilowatímetros). O modelos mais comuns são os eletromecânicos, e são dotados de um disco que gira com velocidade proporcional ao consumo de energia ativa a cada instante. Estes medidores são parecidos com o que temos em nossas casas. A principal diferença é que o medidor é dotado de um dispositivo que emite um número determinado de pulsos a cada volta do disco. Estes pulsos são utilizados pelos sistemas de controle de demanda e fator de potência quando não existe a transmissão serial de informações

Medição de energia em consumidores residenciais

O medidor de energia localizado no padrão de entrada de uma instalação elétrica residencial (vulgarmente conhecido como "relógio"), é o responsável pela medição da energia (potência ativa, ou seja, a parcela da potência aparente que efetivamente realiza trabalho). Não há mediação de energia reativa, como nas instalações industriais.

Este medidor mede a potência ativa consumida por hora, ou seja, o kWh. A concessionária de energia possui um valor pré-fixado do preço do kWh. Mensalmente, é realizada uma leitura do medidor de energia para que possa ser cobrado do consumidor. A diferença entre a leitura atual e a realizada no mês anterior é o valor em kWh efetivamente a ser cobrado.

Por exemplo, se no mês atual a leitura foi 15.724kWh e no mês anterior foi 15.510kWh, o valor a ser cobrado será referente a 214kWh.

Existem dois tipos de relógio ou medidor de kWh (veja figura 1.16):

- *Primeiro tipo: É aquele que funciona como um medidor de quilometragem de automóvel. Nesse caso, os números que aparecem no visor já indicam a leitura;*

- *Segundo tipo: É aquele que tem quatro ou cinco círculos com números, sendo que cada círculo é semelhante a um relógio. Nesse caso, os ponteiros existentes dentro de cada círculo indicam a leitura. Esses ponteiros movimentam-se sempre na ordem crescente dos números. Quando estão entre dois números, deve-se contar sempre o número menor.*

O seu consumo de energia elétrica pode ser verificado em qualquer período: por hora, dia, semana ou mês. Porém, a leitura da concessionária de energia é mensal.

(usada nos registradores/medidores com saída serial para o usuário).

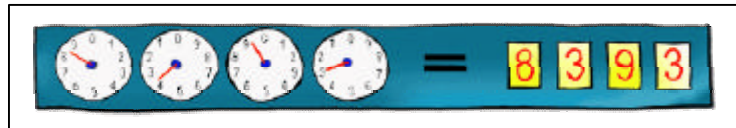



Figura 1.16 - Medidores eletromecânicos de energia.

Além dos medidores de energia ativa, são também instalados **medidores de energia reativa (kVArh)**, para que as concessionárias possam medir o fator de potência na instalação. Da mesma forma, são utilizados medidores eletromecânicos de energia reativa, na maioria das empresas. Entretanto, como os pulsos são iguais quando o disco gira para o lado certo (energia reativa indutiva) ou para o lado errado (energia capacitiva), e não se deseja confundir os registradores ou controladores que recebem estes pulsos, os medidores possuem uma trava que impede que o disco gire para o lado errado. Assim, os medidores de kVArh normalmente só medem (e emitem pulsos) **energia reativa indutiva**.

Com isto, os registradores nunca "enxergam" energia capacitiva se o medidor instalado for um medidor de kVArh. Para minimizar este problema, algumas concessionárias costumam utilizar medidores especiais, preparados para medir **energia reativa em kQh**.

Para uma melhor compreensão, veja a figura 1.17. Vetorialmente, o eixo da energia reativa em kQh está 30º adiantado em relação ao eixo da energia reativa em kVArh.

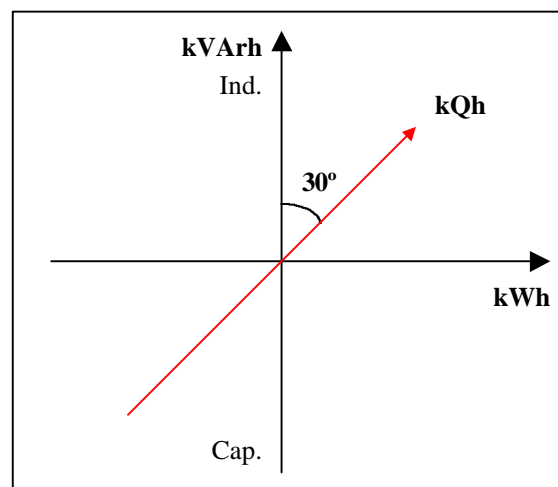



Figura 1.17 - Medição de energia em kQh.

Com este artifício, as concessionárias podem medir fator de potência até 0,866 capacitivo, e por este motivo os medidores de kQh são muito comuns por todo o país. Na área de atuação da Eletropaulo, por exemplo, quase a totalidade das instalações são feitas com medidores de kQh.

Fórmulas úteis:

1.16	Medição de energia ativa e reativa	
	$kVArh = \frac{2.kQh - kWh}{\sqrt{3}}$	a
	$kVArh = kWh \times \sqrt{\frac{1}{FP^2} - 1}$	b
	$kQh \quad \frac{kWh + \left(\sqrt{\ } \times kVArh\right)}{2}$	c
	$FP = \sqrt{\frac{1}{\left(\frac{kVArh}{kWh}\right) + 1}}$	d

A partir de 1996, passou-se a utilizar sistemas de medição eletrônicos por todo o país. A grande diferença entre um registrador e um medidor eletrônico é que este último dispensa o uso dos medidores eletromecânicos.

Os medidores eletrônicos são mais modernos, mais fáceis de calibrar e testar, mais baratos, e mais simples de instalar. Com tantas vantagens, não há dúvida que as instalações com medidores eletromecânicos e registradores serão eliminadas aos poucos pelas concessionárias.

No que se refere à medição de energia reativa, os medidores eletrônicos são muito mais eficientes. Eles tem a capacidade de ler a energia reativa, seja ela indutiva ou capacitiva.

CAPÍTULO 2: FATOR DE POTÊNCIA

NESTE CAPÍTULO VOCÊ VERÁ:

- *Porquê preocupar-se com o fator de potência?*
- *Causas e consequências de um baixo fator de potência.*

Em qualquer instalação elétrica alimentada em corrente alternada, como sabemos, a energia elétrica absorvida pode ser decomposta em duas parcelas: ativa e reativa.

2.1 - Fundamentos do Fator de potência

O fator de potência, como já visto no capítulo 1 e recapitulado neste momento, é obtido pela relação trigonométrica do triângulo das potências (veja a figura 2.1), em que as potências ativa e reativa são os catetos do triângulo retângulo, podendo-se, portanto, escrever:

$S^2 = P^2 + Q^2$ .... *(a)*

$P = S.\cos j$ .... *(b)*

$Q = S.\text{sen}\, j$ .... *(c)*

$j = \arctan (Q / P)$ .... *(d)*

Figura 2.1 - Triângulo das potências.

De (a) e (b), podemos escrever:

2.1	Fator de potência

$$\cos j = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

Exemplo 2.1

Se uma máquina operatriz está trabalhando com 100kW e a energia aparente consumida é 125kVA, divida 100 por 125 e você chegará a um fator de potência de 0,80.

•••

Sendo a potência ativa uma parcela da potência aparente, pode-se dizer que o fator de potência representa uma **porcentagem** da potência aparente que é transformada em potência útil (ou seja, traduz o quanto da potência aparente efetivamente produziu trabalho), como por exemplo, potência mecânica, térmica ou luminosa. Ele indica a eficiência com a qual a energia está sendo usada. Um alto fator de potência indica uma eficiência alta e inversamente um fator de potência baixo indica baixa eficiência.

IMPORTANTE

O fator de potência num sistema não-linear (onde a senóide da tensão e/ou corrente apresenta-se distorcida) não respeita as fórmulas vistas até o momento se não forem instalados filtros ou indutores nos equipamentos que geram harmônicas. Maiores detalhes no capítulo 5.

ATENÇÃO

Fisicamente, o fator de potência representa o cosseno do ângulo de defasagem entre a onda senoidal da tensão e a onda senoidal da corrente (cos j). Quando a onda de corrente está atrasada em relação à onda de tensão, o fator de potência é dito indutivo. Caso contrário, o fator de potência é dito capacitivo.

IMPORTANTE

O fator de potência indica, por definição, qual porcentagem da potência total fornecida (kVA) é efetivamente utilizada como potência ativa (kW). Assim, o fator de potência mostra o grau de eficiência do uso dos sistemas elétricos. Valores altos de fator de potência (próximos de 1,0) indicam uso eficiente da energia elétrica, enquanto valores baixos evidenciam seu mau aproveitamento, além de representar sobrecarga em todo sistema elétrico, tanto do consumidor como da concessionária.

O fator de potência é uma grandeza adimensional, ou seja, não possui unidade de medida, podendo assumir valores intermediários na faixa de 0 a 1 (0 a 100%). Quando o fator de potência é igual a 1, significa que toda potência aparente é transformada em potência ativa. Isto acontece nos equipamentos que só possuem resistência, tais como: chuveiro elétrico, torneira elétrica, lâmpadas incandescentes, equipamentos de aquecimento em geral, etc.

Quando o fator de potência é menor que 1, significa que apenas uma parcela da potência aparente é transformada em potência ativa. Isto acontece nos equipamentos que possuem resistência e reatância, como os motores elétricos e os reatores das lâmpadas fluorescentes. Um equipamento que tivesse fator de potência igual a zero não transformaria nenhuma energia elétrica, ou seja, estaria desperdiçando toda a energia recebida.

2.2 - Por que preocupar-se com o fator de potência?

Para termos uma idéia da relação entre as potências ativa e aparente, vamos fazer uma analogia com um copo de cerveja (figura 2.2):

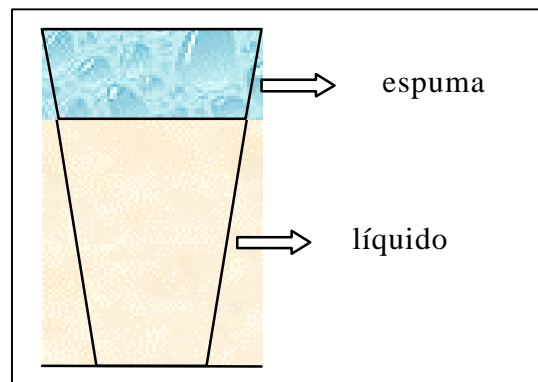



Figura 2.2 - Analogia entre energia ativa e reativa.

Num copo de cerveja temos uma parte ocupada só pelo líquido e outra ocupada só pela espuma. Se quisermos aumentar a quantidade de líquido teremos que diminuir a espuma. Assim, de maneira semelhante ao copo de cerveja, a potência elétrica solicitada, por exemplo, por um motor elétrico comum, é composta de potência ativa (que corresponde ao líquido) e potência reativa (que corresponde à espuma). Como já vimos, a soma vetorial das potências ativa e reativa é a potência aparente, que corresponde ao volume do copo (líquido mais espuma).

ATENÇÃO

O fator de potência nas instalações residenciais e institucionais é, via de regra, bem próximo da unidade, devido ao predomínio das cargas resistivas. Nas instalações industriais, no entanto, onde predominam cargas indutivas (principalmente motores elétricos de indução), o fator de potência assume, por vezes, valores bem inferiores à unidade.

Assim como o volume do copo é limitado, também a capacidade de fornecer potência aparente (por intermédio dos transformadores) é limitada de tal forma que, se quisermos aumentar a potência ativa em circuito de uma instalação elétrica, temos que reduzir a potência reativa.

É mais fácil agora compreender por que se diz que "***um baixo fator de potência é prejudicial à instalação elétrica***". De fato, quanto menor o fator de potência, com menos eficiência a instalação elétrica estará funcionando. Ela paga uma alta conta de energia elétrica, pois necessita muita energia para obter pouco trabalho.

Observe o exemplo 2.1: com um fator de potência igual a 0,8, a sua máquina está aproveitando apenas 80% da energia fornecida pela concessionária de energia. Isto quer dizer que apenas 80% da corrente que entra na máquina está produzindo trabalho útil.

De fato, um baixo fator de potência numa instalação significa, como será analisado adiante, sobrecarga em todo o sistema de alimentação, desde a rede da concessionária até a parte interna da instalação, incluindo os equipamentos em uso. Tanto assim que, uma vez constatado um fator de potência de valor inferior a um valor mínimo prefixado, as concessionárias se vêem na contingência de, de acordo com a legislação em vigor, cobrar uma sobretaxa (ver item 6.5.3). Isto representa, para quem não está com suas instalações adequadas, substancial despesa extra, além de sobrecarga nos transformadores, nos alimentadores, bem como menor rendimento e maior desgaste nas máquinas e equipamentos em geral.

Exemplo 2.2

Na figura 2.3, os triângulos demonstram como o consumo da potência reativa diminui com a melhoria do fator de potência. Com uma carga de 100kW com o fator de potência de 70% (indutivo), precisamos de 142kVA:

$$FP = \frac{P}{S} \Rightarrow S = \frac{P}{FP} = \frac{100kW}{0,7} = 142kVA$$

Com um fator de potência de 95% (indutivo), apenas 105kVA são absorvidos:

$$FP = \frac{P}{S} \Rightarrow S = \frac{P}{FP} = \frac{100kW}{0,95} = 105kVA$$

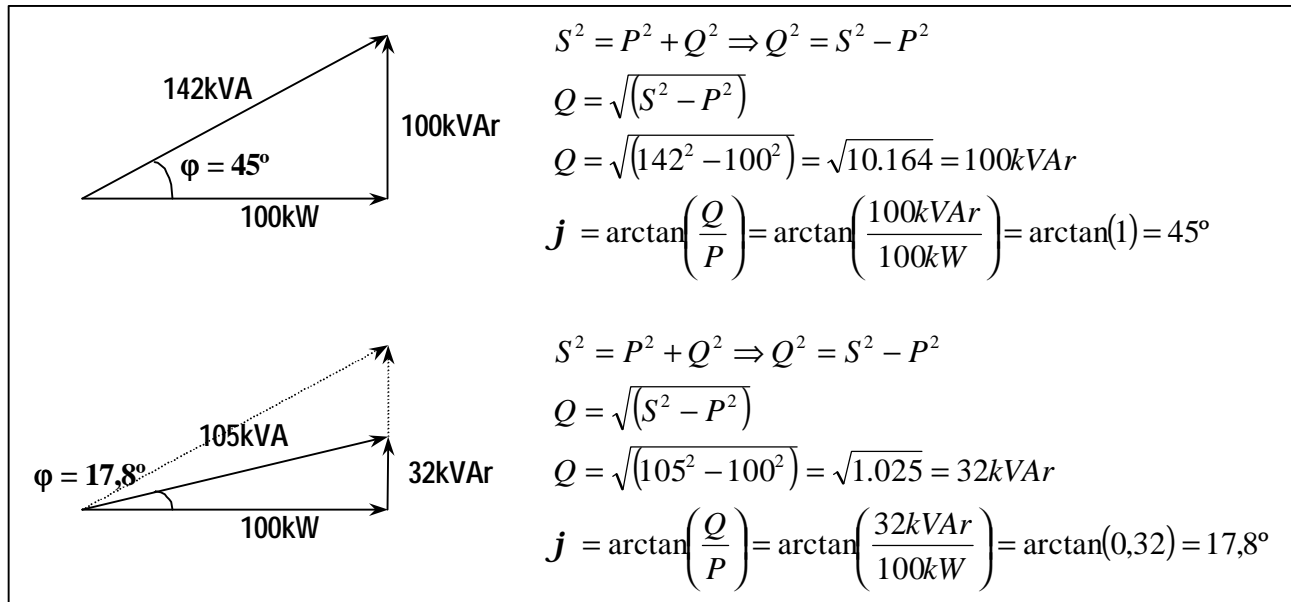



Figura 2.3 - Triângulos de Potência do exemplo 2.2.

Um outro modo de ver o problema é que, com um fator de potência de 70%, precisamos de 35% a mais de corrente para fazer o mesmo trabalho, pois, como a corrente é proporcional a potência aparente consumida pela carga (veja a expressão 1.11a/b/c), temos que 142kVA/105kVA é igual a 1,35, ou seja, 35% a mais.

Por exemplo, supondo o sistema elétrico trifásico com tensão 480V (tensão fase-fase), temos, da expressão 1.11c:

a) fator de potência 70%:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \times U} = \frac{142kVA}{\sqrt{3} \times 0,48kV} = 171A$$

b) fator de potência 95%:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \times U} = \frac{105kVA}{\sqrt{3} \times 0,48kV} = 126A$$

o que equivale, conforme mencionado, a uma relação de 35% de diferença entre os dois valores de corrente calculados.

●●●

O gráfico 2.1 mostra os efeitos de vários valores de fator de potência sobre um sistema elétrico trifásico com uma demanda de 100kW em 480V:

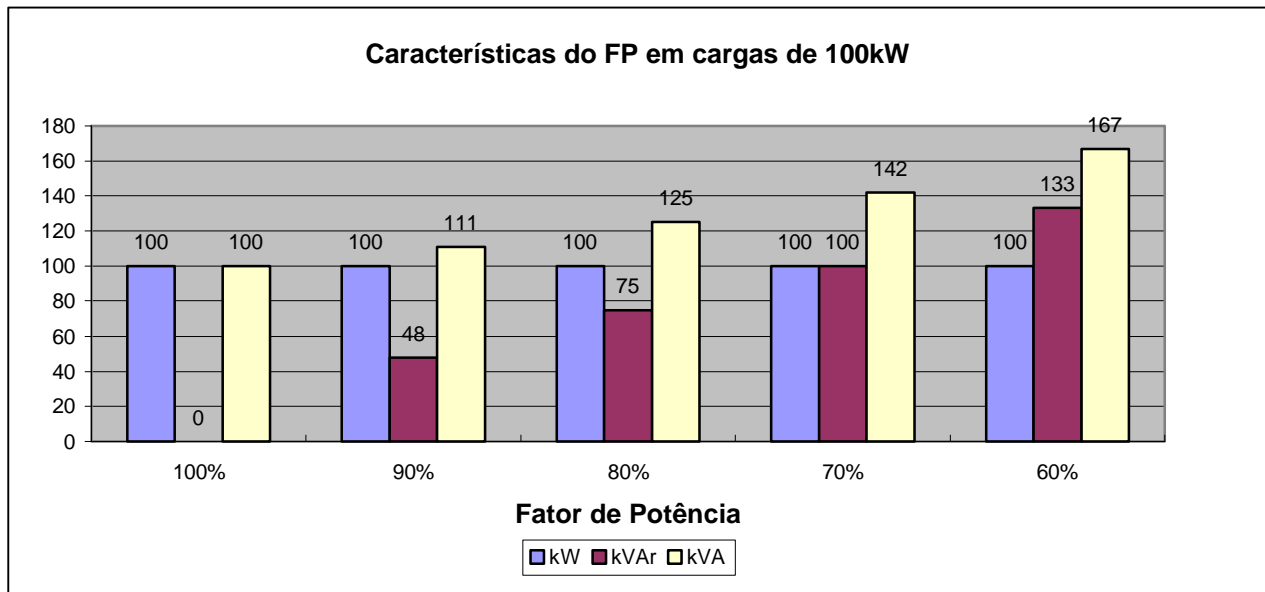



Gráfico 2.1 - Características do fator de potência em cargas de 100kW.

Para o gráfico 2.1 apresentado, temos as seguintes variações no consumo de corrente devido a variação do fator de potência:

Tabela 2.1
Variação de corrente [A] conforme gráfico 2.1

FP	100%	90%	80%	70%	60%
I [A]	120	133,7	150,5	170	201

Exemplo 2.3

Suponhamos uma indústria que possua a seguinte carga instalada:

a) Iluminação incandescente: 20kW;

b) Iluminação fluorescente: demanda máxima de 100kW, fator de potência (médio) = 0,9 (indutivo);

c) Motores de indução diversos: demanda máxima de 250cv = 184kW; fator de potência (médio) de 0,8 (indutivo);

d) Dois motores síncronos de 50cv acionando compressores (2 x 50cv = 100cv ou 73,6kW); fator de potência de 0,9 (capacitivo).

Calcular as potências aparente, ativa, reativa e o fator de potência da instalação da fábrica.

Solução:

Consideremos cada tipo de carga isoladamente:

a) *Iluminação incandescente: P = 20kW; $\cos\varphi = 1$*

$$S = \frac{P}{\cos\varphi} = \frac{20kW}{1} = 20kVA$$

$$\varphi = ar\cos(1) = 0^{o}$$

$$Q = P \times tg\varphi = 20kW \times 0 = 0$$

Diagrama vetorial:

S = 20kVA

P = 20kW

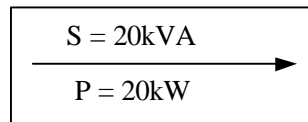



Figura 2.4 - Diagrama vetorial do exemplo 2.3, para cosφ = 1.

b) *Iluminação fluorescente: P = 100kW; $\cos\varphi = 0{,}90$ (indutivo)*

$$S = \frac{P}{\cos\varphi} = \frac{100kW}{0{,}90} = 111kVA$$

$$\varphi = ar\cos(0{,}90) = 25{,}84^{o}$$

$$Q = P \times tg\varphi = 100kW \times tg(25{,}84^{o}) = 48{,}4kVAr$$

Diagrama vetorial:

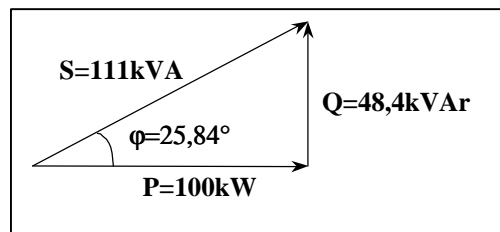



Figura 2.5 - Diagrama vetorial do exemplo 2.3, para cosφ = 0,90 (indutivo).

c) *Motores de indução diversos: P = 184kW; $\cos\varphi = 0{,}80$ (indutivo)*

$$S = \frac{P}{\cos\varphi} = \frac{184kW}{0{,}80} = 230kVA$$

$$\varphi = ar\cos(0{,}80) = 36{,}87^{o}$$

$$Q = P \times tg\varphi = 184kW \times tg(36{,}87^{o}) = 138kVAr$$

Diagrama vetorial:

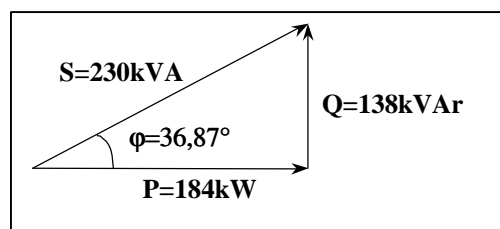



Figura 2.6 - Diagrama vetorial do exemplo 2.3, para cosφ = 0,80 (indutivo).

d) Motor síncrono: P = 73,6kW; cos φ = 0,90 (capacitivo)

$$S = \frac{P}{\cos\varphi} = \frac{73{,}6kW}{0{,}90} = 81{,}78kVA$$
$$\varphi = ar\cos(-0{,}90) = -25{,}84^{o}$$
$$Q = P \times tg\varphi = 73{,}6kW \times tg(-25{,}84^{o}) = -35{,}6kVAr$$

Diagrama vetorial:

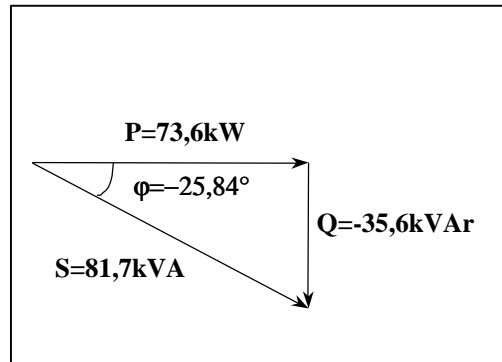



Figura 2.7 - Diagrama vetorial do exemplo 2.3, para cosφ = 0,90 (capacitivo).

Somando os vetores das cargas, temos:

Potência ativa total (P_T)= 20 + 100 + 184 + 73,6 = 377,6kW

Potência reativa total (Q_T)= 0 + 48,4 + 138 - 35,6 = 150,8kVAr

$$tg\varphi_T = \frac{Q_T}{P_T} = \frac{150{,}8}{377{,}6} = 0{,}399$$
$$\varphi_T = artg(0{,}399) = 21{,}77^{o}$$
$$S_T = \frac{P_T}{\cos\varphi_T} = \frac{377{,}6kW}{\cos(21{,}77^{o})} = 406{,}5kVA$$
$$\cos\varphi_T = \cos(21{,}77^{o}) = 0{,}929$$

O triângulo de potência para a carga total será:

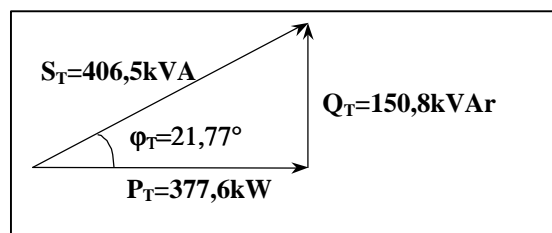



Figura 2.8 - Diagrama vetorial do exemplo 2.3, para cosφ_T = 0,929.

Se não houvesse o motor síncrono, teríamos um fator de potência bem menor que 0,929. De fato, teríamos:

Potência ativa total (P_T)= 20 + 100 + 184 + ~~73,6~~ = 304kW

Potência reativa total (Q_T)= 0 + 48,4 + 138 - ~~35,6~~ = 186,4kVAr

$$tg\varphi_T = \frac{Q_T}{P_T} = \frac{186,4}{304} = 0,613$$

$$\varphi_T = artg(0,613) = 31,51^o$$

$$S_T = \frac{P_T}{\cos\varphi_T} = \frac{186,4kW}{\cos(31,51^o)} = 218,6kVA$$

$$\cos\varphi_T = \cos(31,51^o) = 0,852$$

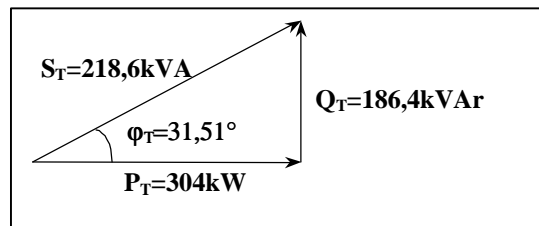



Figura 2.9 - Diagrama vetorial do exemplo 2.3, para $\cos\varphi_T$ = 0,852.

A presença dos dois motores síncronos superexcitados, em paralelo com a carga, fez com que o fator de potência passasse de 0,852 para 0,929. Se, ao invés de termos motores síncronos acionando os compressores, tivéssemos motores de indução, com $\cos\varphi$ = 0,85, as potências consumidas pelos dois motores seriam:

$$S = \frac{P}{\cos\varphi} = \frac{73,6kW}{0,85} = 86,59kVA$$

$$\varphi = ar\cos(0,85) = 31,79^o$$

$$Q = P \times tg\varphi = 86,59 \times tg(31,79^o) = 45,62kVAr$$

As potências totais instaladas seriam:

Potência ativa total (P_T)= 20 + 100 + 184 + 73,6 = 377,6kW

Potência reativa total (Q_T)= 0 + 48,4 + 138 + 45,62 = 232,0kVAr

$$tg\varphi_T = \frac{Q_T}{P_T} = \frac{232,0}{377,6} = 0,614$$

$$\varphi_T = artg(0,614) = 31,57^o$$

$$S_T = \frac{P_T}{\cos\varphi_T} = \frac{377,6kW}{\cos(31,57^o)} = 443kVA$$

$$\cos\varphi_T = \cos(31,57^o) = 0,852$$

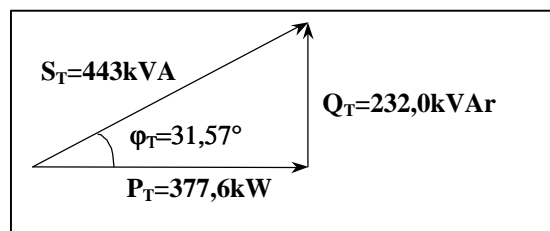



Figura 2.10 - Diagrama vetorial do exemplo 2.3, para $\cos\varphi_T$ = 0,852.

Vemos assim que, se os compressores acionados por dois motores de indução de 50cv, ao invés de síncronos da mesma capacidade, seria necessária uma potência adicional de:

443kVA - 406,5kVA = 36,5kVA

Com o emprego dos motores síncronos, houve, por assim dizer, uma liberação de 36,5kVA em benefício da rede.

●●●

Exemplo 2.4

Suponha uma concessionária entregando energia a duas fábricas diferentes. Ambas as companhias estão localizadas à mesma distância do centro de distribuição e recebem potência na mesma tensão (4700 V - 3ƒ) e requerem a mesma potência ativa (1,5 MW). Porém, a fábrica A usa uma grande quantidade de cargas reativas (motores) e opera com um fator de potência de 60%. A fábrica B usa geralmente cargas resistivas (aquecedores) e opera com um fator de potência de 96%. Compare as duas fábricas (corrente, potências, etc).

Solução:

Para atender à fábrica A, a companhia concessionária de energia fornece a seguinte potência aparente:

$$FP = \frac{P}{S} \Rightarrow S = \frac{P}{FP} = \frac{1{,}5MW}{0{,}6} = 2{,}5MVA$$

Para suprir esta carga, os condutores devem transportar a seguinte corrente:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \times U} = \frac{2500kVA}{\sqrt{3} \times 4{,}7kV} = 307{,}5A$$

A fábrica B consome a mesma potência ativa que a fábrica A e, portanto, paga pela mesma quantidade de energia. A fábrica B, contudo, requer a seguinte potência aparente:

$$FP = \frac{P}{S} \Rightarrow S = \frac{P}{FP} = \frac{1{,}5MW}{0{,}96} = 1{,}56MVA$$

Isto é, quase 1 MVA a menos que o requerido pela fábrica A. A corrente drenada pela fábrica B é de:

$$I \quad \frac{}{\sqrt{3} \times U} = \frac{1560kVA}{\sqrt{3} \quad 4{,}7} = 191{,}8A$$

Novamente, a fábrica B drena menos corrente do que a A (191,8A contra 307,5A) para obter exatamente a mesma potência ativa. A fábrica B, portanto, gasta menos com

condutores. As companhias concessionárias, bem como os consumidores, projetam seus sistemas de transmissão e distribuição de acordo com a potência aparente e a corrente que ela supre. Desde que os consumidores pagam pela potência ativa consumida, as companhias encorajam o uso de sistemas de alto fator de potência. O fator de potência pode ser melhorado (ou corrigido) inserido-se, por exemplo, uma reatância oposta à causa do baixo fator de potência. Então, um fator de potência em atraso pode ser melhorado inserindo-se um equipamento ou dispositivo de fator de potência adiantado, como um capacitor, no sistema.

2.3 - Causas de baixo fator de potência

O baixo fator de potência pode provir de diversas causas, sendo as principais citadas a seguir:

a) motores de indução operando em vazio ou superdimensionados (operando com pequenas cargas):

Tais motores consomem praticamente a mesma energia reativa, quer operando em vazio, quer operando a plena carga. A energia ativa, entretanto, é diretamente proporcional à carga mecânica aplicada ao eixo do motor. Nessas condições, quanto menor a carga, menor a energia ativa consumida e menor o fator de potência.

Tratando de instalações industriais, há predominância de motores elétricos de indução no valor total da carga, fazendo-se necessário tecer algumas considerações sobre sua influência no comportamento do fator de potência.

Segundo as curvas da figura 2.11, pode-se observar que, conforme já salientado, a potência reativa absorvida por um motor de indução aumenta muito levemente, desde a sua operação a vazio, até a sua operação a plena carga. Entretanto, a potência ativa absorvida da rede cresce proporcionalmente com o aumento das frações de carga acoplada ao eixo do motor.

Como resultado das potências ativa e reativa na operação dos motores de indução, desde o trabalho a vazio até a plena carga, o fator de potência varia também proporcionalmente a esta variação, tornando-se importante, desta maneira, o controle operativo dos motores por parte do responsável pela instalação.

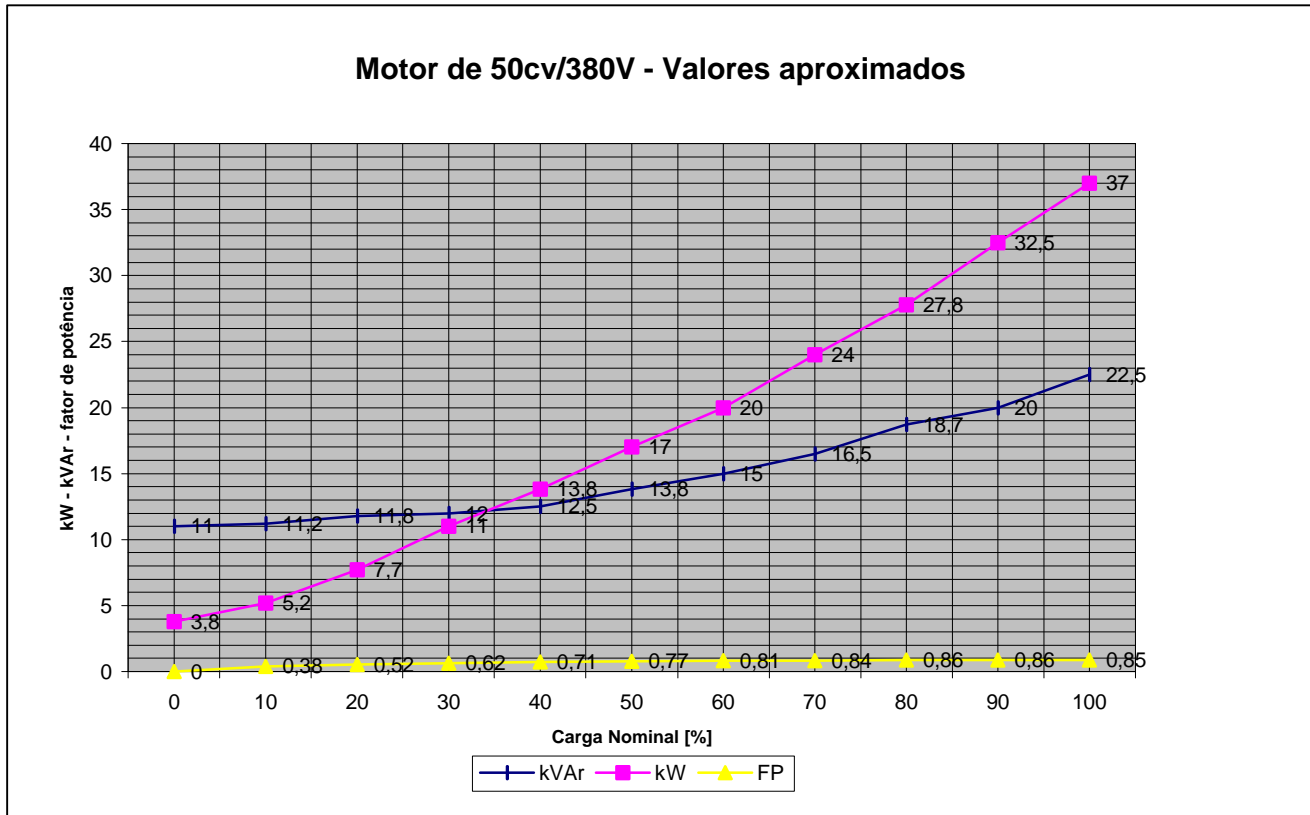



Figura 2.11 - Variação do fator de potência em função do carregamento do motor.

Para exemplificar, reduzindo-se a carga solidária ao eixo de um motor de indução de 50cv (igual a 37kW) a 50% de sua carga nominal, o fator de potência cai de 0,85, obtido durante o regime de operação nominal, para 0,78, enquanto a potência reativa, originalmente igual a 22,9kVAr, reduz-se para 13,2kVAr. Para uma redução de 75% da nominal, o fator de potência cairia para 0,84 e a potência atingiria o valor de apenas 16,8kVAr.

b) Transformadores operando em vazio ou com pequenas cargas:

Analogamente aos motores, os transformadores, quando superdimensionados para a carga que devem alimentar, consomem uma certa quantidade de energia reativa relativamente grande, se comparada à energia ativa, dando origem a um fator de potência baixo.

c) Lâmpadas de descarga:

As lâmpadas de descarga (vapor de mercúrio, vapor de sódio, fluorescentes etc), para funcionarem, necessitam do auxílio de um reator. Os reatores, como os motores e os transformadores,

ATENÇÃO

Quando o assunto é eficiência energética, além do consumo que é medido em kWh, uma outra importante característica quanto à qualidade energética dos dispositivos eletroeletrônicos é o Fator de Potência, raramente (infelizmente) levado em consideração. Um caso típico é a substituição de lâmpadas incandescentes pelas fluorescentes (principalmente as compactas). A economia de energia para o sistema elétrico, neste tipo de substituição, é um tanto ilusória. Apesar do fato das fluorescentes possuírem uma maior eficácia luminosa, ou seja, maior relação lúmens por watts, para funcionarem, necessitam de um dispositivo auxiliar, o "velho" reator, cujo fator de potência fica entre 0,4 e 0,55 (valores para os reatores eletrônicos presentes nas lâmpadas fluorescentes compactas).

Apesar da economia real em watts, as mesmas necessitam de mais energia do sistema para funcionarem, e é justamente isto o que nos interessa para a eficiência do setor elétrico.

A ABNT, através da NBR 14418, , estabeleceu normas técnicas para os reatores eletrônicos de lâmpadas acima de 60W, referente a alguns critérios, tais como fator de potência e conseqüente distorção harmônica da corrente.

Infelizmente, visto que o maior volume de vendas, principalmente em instalações elétricas residenciais, é abaixo de 60W (principalmente as fluorescentes compactas), continuaremos sem normas para orientarem os fabricantes de reatores, e continuaremos utilizando cargas de baixo fator de potência.

possuem bobinas que consomem energia reativa, contribuindo para a redução do fator de potência. O uso de reatores compensados (com alto fator de potência) pode contornar, em parte, o problema.

d) Grande quantidade de motores de pequena potência em operação durante um longo período:

A grande quantidade de motores de pequena potência provoca, muitas vezes, um baixo fator de potência, posto que o correto dimensionamento de tais motores em função das máquinas a eles acopladas pode apresentar dificuldades.

e) Tensão acima da nominal:

A potência reativa é, aproximadamente, proporcional ao quadrado da tensão aplicada, enquanto que, no caso dos motores de indução, a potência ativa praticamente só depende da carga mecânica aplicada ao eixo do motor. Assim, quanto maior a tensão aplicada aos motores, maior a energia reativa consumida e menor o fator de potência.

f) Cargas especiais com consumo de reativo:

Algumas cargas presentes em ambientes industriais apresentam grande consumo de reativo, contribuindo para a diminuição do fator de potência, entre elas:

- Fornos a arco;
- Fornos de indução eletromagnética;
- Máquinas de solda a transformador;
- Equipamentos eletrônicos.

Tabela 2.2
Causas de baixo fator de potência

- Motores de indução operando em vazio ou superdimensionados (operando com pequenas cargas);
- Transformadores operando em vazio ou com pequenas cargas;
- Lâmpadas de descarga;
- Grande quantidade de motores de pequena potência em operação durante um longo período;
- Tensão acima da nominal;
- Cargas especiais com consumo de reativo.

2.4 - Consequências de um baixo fator de potência

Baixos valores de fator de potência, como já visto, são decorrentes de quantidades elevadas de energia reativa. Essa condição resulta em aumento na corrente total que circula nas redes de distribuição de energia elétrica da concessionária e das unidades consumidoras, podendo sobrecarregar as subestações, as linhas de transmissão e distribuição, prejudicando a estabilidade e as condições de aproveitamento dos sistemas elétricos, trazendo incovenientes diversos, tais como: perdas na instalação, quedas de tensão e subutilização da capacidade instalada.

a) Perdas na instalação

As perdas de energia elétrica ocorrem em forma de calor e são proporcionais ao quadrado da corrente total. Como essa corrente cresce com o excesso de energia reativa, estabelece-se uma relação diretamente proporcional entre o incremento das perdas e o baixo fator de potência, provocando o aumento do aquecimento de condutores e equipamentos.

b) Quedas de tensão

A queda de tensão em um circuito também é diretamente proporcional a corrente elétrica consumida. O aumento da corrente devido ao excesso de energia reativa leva a quedas de tensão acentuadas, podendo ocasionar a interrupção do fornecimento de energia elétrica e a sobrecarga em certos elementos da rede. Esse risco é sobretudo acentuado durante os períodos nos quais a rede é fortemente solicitada. As quedas de tensão podem provocar ainda, a diminuição da intensidade luminosa das lâmpadas e o aumento da corrente nos motores.

c) Subutilização da capacidade instalada

A energia reativa, ao sobrecarregar uma instalação elétrica, inviabiliza sua plena utilização, condicionando a instalação de novas cargas a investimentos que seriam evitados se o fator de potência apresentasse valores mais altos. O "espaço" ocupado pela energia reativa poderia ser então utilizado para o atendimento de novas cargas, pois teríamos uma maior disponibilidade de potência ativa.

Observe, pela tabela 2.3 que, quanto menor o fator de potência, menor a disponibilidade de consumo de potência ativa para uma determinada quantidade de potência reativa.

ATENÇÃO

A correção do fator de potência por si só já libera capacidade para instalação de novos equipamentos, sem a necessidade de investimentos em transformadores ou substituição de condutores para esse fim específico.

Tabela 2.3
Liberação de kW em um transformador de 100kVA

Fator de potência	Potência Ativa Disponível [kW]
1,0	100
0,9	90
0,8	80
0,7	70
0,6	60
0,5	50

Os investimentos em ampliação das instalações estão relacionados principalmente aos transformadores e condutores necessários. O transformador a ser instalado deve atender à potência total dos equipamentos utilizados, mas devido a presença de potência reativa, a sua capacidade deve ser calculada não apenas pela potência ativa da instalação, mas com base na potência aparente (kVA).

Observe o gráfico 2.1. Ele nos mostra que, para uma instalação que consome 100kW, com a diminuição do fator de potência, obtemos um aumento da potência aparente e, consequentemente, do transformador necessário para alimentar este sistema, conforme indicado da tabela 2.4:

Tabela 2.4
Variação da potência do trafo em função do FP

Fator de potência	Potência aparente [kVA]	Potência do Trafo [kVA]
1,0	100	100
0,9	111	125
0,8	125	125
0,7	142	150
0,6	167	185

Também o custo dos sistemas de comando, proteção e controle dos equipamentos cresce com o aumento da energia reativa. Da mesma forma, para transportar a mesma potência ativa sem o aumento de perdas, a seção dos condutores deve aumentar à medida em que o fator de potência diminui. A tabela 2.5 ilustra a variação da seção de um condutor em função do fator de potência. Nota-se que a seção necessária, supondo-se um fator de potência 0,70 é o dobro da seção para o fator de potência 1,0.

Tabela 2.5 **Variação da seção do condutor em função do fator de potência**	
Seção relativa	Fator de potência
1,00	1,00
1,23	0,90
1,56	0,80
2,04	0,70
2,78	0,60
4,00	0,50
6,25	0,40
11,10	0,30

Exemplo 2.4

Vamos analisar dois sistemas A e B monofásicos mostrados nas Figuras 2.12 e 2.13, para verificar a influência do fator de potência nas grandezas elétricas de um sistema elétrico.

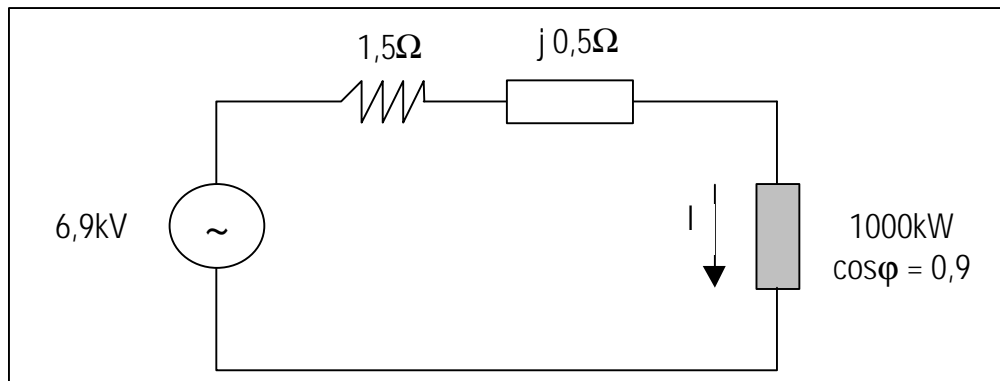



Figura 2.12 - Sistema A.

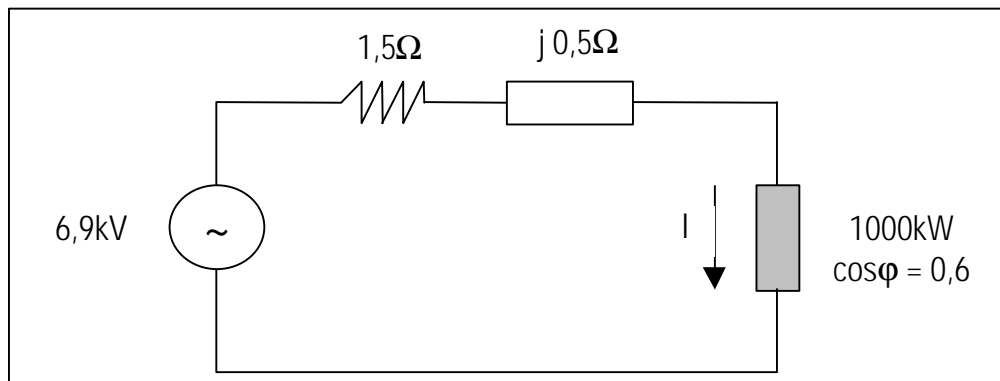



Figura 2.13 - Sistema B.

- *Para o Sistema A, temos:*

a) Dados:

tensão da fonte: 6,9kV;

impedância da linha: Z_L = (1,5 + j 0,5)W

carga: 1000kW com cos j = 0,9

b) Corrente:

Da expressão 1.9a, temos:

$$I = \frac{P}{U_0 \times \cos j} = \frac{1000kW}{6,9kV \times 0,9} = 161A$$

c) Capacidade da "fonte":

Da expressão 1.11a, temos

$$S = U_0 \times I = 6{,}9kV \times 161A = 1.111kVA$$

d) Perdas na linha:

Da expressão 1.13a, temos:

$$\Delta P \cong R \times I^2 = 1{,}5 \times 161^2 = 39kW$$

e) Queda de tensão na linha:

Da expressão 1.7a e 1.8, temos:

$$\Delta U \cong Z \times I = \sqrt{\left(R^2 + X^2\right)} \times I$$

$$\Delta U = \sqrt{1{,}5^2 + 0{,}5^2} \times 161A = \sqrt{2{,}5} \times 161A = 255V$$

- *Para o Sistema B, temos:*

a) Dados:

tensão da fonte: 6,9kV;

impedância da linha: Z_L *= (1,5 + j 0,5)W*

carga: 1000kW com cos j = 0,6

b) Corrente:

Da expressão 1.9a, temos:

$$I = \frac{P}{U_0 \times \cos j} = \frac{1000kW}{6{,}9kV \times 0{,}6} = 241A$$

c) Capacidade da "fonte":

Da expressão 1.11a, temos

$$S = U_0 \times I = 6{,}9kV \times 241A = 1.663kVA$$

d) Perdas na linha:

Da expressão 1.13a, temos:

$$\Delta P \cong R \times I^2 = 1{,}5 \times 241^2 = 87kW$$

e) Queda de tensão na linha:

Da expressão 1.7a e 1.8, temos:

$$\Delta U \cong Z \times I = \sqrt{\left(R^2 + X^2\right)} \times I$$

$$\Delta U = \sqrt{1{,}5^2 + 0{,}5^2} \times 241A = \sqrt{2{,}5} \times 241A = 381V$$

Tabela 2.6 Grandezas elétricas dos sistemas A e B			
Grandeza	Sistema A	Sistema B	Aumento
Corrente	161A	241A	49,7%
Capacidade da fonte	1.111kVA	1.663kVA	49,7%
Perdas na linha	39kW	87kW	230,1%
Queda de tensão	255V	381V	49,4%

Observando a tabela 2.6, concluímos que um baixo fator de potência traz algumas consequências negativas, tais como:

- *Solicitação de uma corrente maior para alimentar uma carga com a mesma potência ativa;*
- *Aumento das perdas por efeito Joule;*
- *Aumento das quedas de tensão.*

●●●

CAPÍTULO 3: CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA

NESTE CAPÍTULO VOCÊ VERÁ:

- *Métodos para correção do fator de potência;*
- *Vantagens da correção do fator de potência;*
- *Tipos de correção do fator de potência.*

13 EXEMPLOS PRÁTICOS

Como ficou evidenciado anteriormente, é de suma importância manter o fator de potência dentro de limites pré-estabelecidos. Serão estudados os métodos utilizados para corrigir o fator de potência, quando já é conhecido o valor atual medido ou determinado (os métodos de medição e determinação do fator de potência serão vistos mais adiante).

Para se obter uma melhoria do fator de potência (ou seja, um aumento do fator de potência), podem-se indicar algumas soluções que devem ser adotadas, dependendo das condições particulares de cada instalação.

Deve-se entender que a correção do fator de potência aqui evidenciada não somente visa à questão do faturamento de energia reativa excedente, mas também aos aspectos operacionais internos da instalação da unidade consumidora, tais como liberação da capacidade de potência de transformadores, aumentando a capacidade de condução dos cabos, redução das perdas, etc.

3.1 - Métodos para correção do fator de potência

A compensação da energia reativa numa instalação deve ser analisada com o devido cuidado, evitando-se soluções imediatistas que podem conduzir a resultados técnicos e/ou econômicos não satisfatórios. É necessário critério e experiência para efetuar uma compensação adequada, lembrando que cada caso deve ser estudado individualmente, não havendo uma solução padronizada que atenda a todas as situações.

Em princípio, o aumento do fator de potência pode ser conseguido:

- Modificando a rotina operacional;
- Aumentando o consumo de energia ativa;
- Utilizando máquinas síncronas e capacitores.

Independentemente do método a ser adotado, o fator de potência ideal, tanto para a instalação (isto é, para o consumidor) como para a concessionária, seria o fator de potência unitário, o que significaria a inexistência de potência reativa na instalação. No entanto, essa condição geralmente não é conveniente do ponto de vista econômico e o valor 0,95 é considerado suficiente.

3.1.1 - Modificações na rotina operacional

Esta orientação deve ser dirigida, por exemplo, no sentido de manter os motores em operação a plena carga, evitando o seu funcionamento a vazio ou superdimensionados (ver item 2.3.a).

Deve-se evitar, sempre que possível, uma grande quantidade de motores de pequena potência em operação durante um longo período (item 2.3.d) e a utilização durante um mesmo período de cargas com elevado consumo de reativo (item 2.3.f).

3.1.2 - Aumento do consumo de energia ativa

O aumento do consumo de energia ativa, isto é, da demanda ativa média da instalação, pode ser conseguido pela adição de novas cargas com alto fator de potência ou pelo aumento do período de cargas cujos fatores de potência seja elevado.

Esse método é recomendado para instalações que tenham jornada de trabalho fora do período de ponta de carga do sistema elétrico (aproximadamente das 18:00 às 20:00 horas).

Além de atender às necessidades de produção da indústria, a carga ativa que irá aumentar o consumo de energia ativa deverá ser cuidadosamente escolhida para não aumentar a demanda máxima, o que acarretaria um aumento na conta de energia elétrica.

Por outro lado, há de atentar para o fato de que essa solução não deverá chocar-se com a necessidade de conservação de energia elétrica. Assim, por exemplo, não é conveniente substituir um forno a óleo por um forno elétrico (cujo fator de potência é praticamente igual a 1) apenas para aumentar o fator de potência. No entanto, se a indústria possuir dois fornos, um elétrico e outro a óleo, funcionando alternadamente, ampliar os períodos de uso do forno elétrico pode ser uma boa opção para corrigir o fator de potência da indústria.

3.1.3 - Instalação de motores síncronos superexcitados

Os motores síncronos podem ser instalados exclusivamente para a correção do fator de potência ou podem ser acoplados a alguma carga da própria produção, em substituição, por exemplo, a um motor de indução.

Entretanto, a instalação de motores síncronos é somente recomendada quando são acionadas cargas mecânicas de grande porte, com potências superiores a 200cv (caso, por exemplo, de grandes compressores) e funcionando por períodos longos (superiores a 8 horas/dia). Nesses casos, o motor síncrono exercerá a dupla função de acionar a carga e aumentar o fator de potência da instalação.

Os motores síncronos, quando utilizados para corrigir o fator de potência, em geral funcionam com carga constante.

IMPORTANTE

*A determinação da potência do capacitor por qualquer dos métodos apresentados em 3.1.4 não deve implicar um fator de potência inferior a **0,92** indutivo ou capacitivo, em qualquer ponto do ciclo de carga da instalação, conforme determinação da ANEEL (PORTARIA nº 456).*

A seguir, será feita uma análise de sua operação nesta condição.

a) Motor subexcitado

Corresponde à condição de baixa corrente de excitação, na qual o valor da força eletromotriz induzida nos pólos do estator (circuito estatórico) é pequena, o que acarreta a absorção de potência reativa necessária à formação de seu campo magnético. Assim, a corrente estatórica mantém-se atrasada em relação à tensão.

b) Motor excitado para a condição de fator de potência unitário

Partindo da condição anterior e aumentando-se a corrente de excitação, obtém-se uma elevação da força eletromotriz no campo estatórico, cuja corrente ficará em fase com a tensão de alimentação. Desta forma, o fator de potência assume o valor unitário e o motor não necessita de potência reativa para a formação de seu campo magnético.

c) Motor sobreexcitado

Qualquer elevação de corrente de excitação a partir de então proporciona o adiantamento da corrente estatórica em relação à tensão aplicada, fazendo com que o motor funcione com fator de potência capacitivo, fornecendo potência reativa à rede. O motor, nestas condições de funcionamento, é chamado de "capacitor síncrono".

3.1.4 - Instalação de capacitores

Praticamente nenhuma das soluções descritas em 3.1.1, 3.1.2 e 3.1.3 são adotadas, devido ao seu alto custo e dificuldades operacionais. A instalação de **capacitores** em paralelo com a carga é a solução mais empregada na correção do fator de potência de instalações industriais, comerciais e dos sistemas de distribuição e de potência, a fim de reduzir a potência reativa demandada à rede e que os geradores da concessionária deveriam fornecer na ausência destes capacitores, uma vez que estes fornecem energia reativa ao sistema elétrico onde estão ligados. É o método mais econômico e o que permite maior flexibilidade de aplicação.

ATENÇÃO

*Teoricamente, os capacitores poderiam ser utilizados para suprir 100% das necessidades de potência reativa. Na prática porém, a correção do fator de potência para **0,95** traz o máximo retorno.*

Os capacitores usados, os chamados "capacitores de potência", são caracterizados por sua potência nominal, sendo fabricados em unidades monofásicas e trifásicas, para alta e baixa tensão, com valores padronizados de potência, tensão e frequência, ligados internamente em delta e com potências até 50kVAr. Os capacitores de alta tensão são monofásicos com potências não

CAPACITORES DE POTÊNCIA

Capacitor é um dispositivo elétrico utilizado para introduzir capacitância num circuito. É constituído por um sistema de condutores e dielétricos que têm a propriedade de armazenar energia quando submetido a um campo elétrico.

Um capacitor é caracterizado por:

- *Capacitância nominal: valor da capacitância atribuído pelo fabricante [mF];*
- *Tensão nominal: valor eficaz da tensão senoidal entre os terminais de linha, para a qual um capacitor é projetado [V, kV];*
- *Corrente nominal: valor eficaz da corrente que percorre um terminal de linha, ao qual corresponde a potência nominal, quando aplicada ao capacitor a sua tensão nominal sob frequência nominal [A];*
- *Potência nominal: potência reativa sob tensão e frequência nominais, para a qual o capacitor é projetado [kVAr].*

Chamamos de "carga" de um capacitor a acumulação de cargas elétricas no dispositivo, resultando em elevação da tensão entre suas placas; por extensão, o termo também significa valor de carga elétrica acumulada.

Os capacitores possuem um "dispositivo de descarga" que é um dispositivo elétrico (basicamente um resistor) ligado entre os terminais do capacitor ou a ele incorporado, ou ligado entre os condutores de alimentação, para reduzir praticamente a zero a tensão entre os terminais, quando o capacitor é desligado da fonte de alimentação.

Um "banco de capacitores" é um conjunto de capacitores de potência, estruturas de suporte e os necessários dispositivos de manobra, controle e proteção, montados de modo a constituir um equipamento completo.

Maiores detalhes no capítulo 4.

superiores a 100kVAr e, em suas aplicações, ligados externamente em estrela.

Na maior parte das aplicações, os capacitores são utilizados em bancos (trifásicos), montados com unidades trifásicas ou monofásicas (caso de alta tensão), o que permite a obtenção de potências relativamente elevadas, além de possibilitar maior flexibilidade de instalação e de manutenção. Mais adiante será dado ênfase aos tipos de correção de fator de potência (manual, automática etc) e características construtivas e elétricas dos capacitores.

Vamos retomar o assunto de fluxo de potência em um sistema elétrico. Como visto, quando a carga consome somente potência ativa (aquecedores elétricos, lâmpadas incandescentes etc), toda a potência gerada é transformada pelos sistemas de transmissão e distribuição da concessionária de energia elétrica e absorvida pela carga mencionada, exceto as perdas de transporte, conforme figura 3.1. Neste caso, toda a energia **P** consumida pela carga **C** é registrada no medidor **M** é faturada pela concessionária.

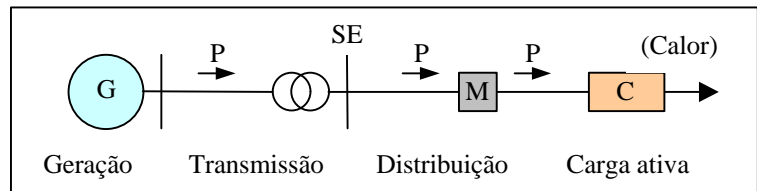



Figura 3.1 - Carga com consumo de potência ativa.

No entanto, quando a carga é constituída de aparelhos (motores, reatores) que absorvem uma determinada quantidade de energia ativa **P** para produzir trabalho e necessita também de energia reativa de magnetização **Q** para ativar o seu campo indutor, o sistema de suprimento passa a transportar um bloco de energia reativa indutiva **Q** que não produz trabalho, porém, como visto, sobrecarrega o sistema. A figura 3.2 ilustra esta situação.

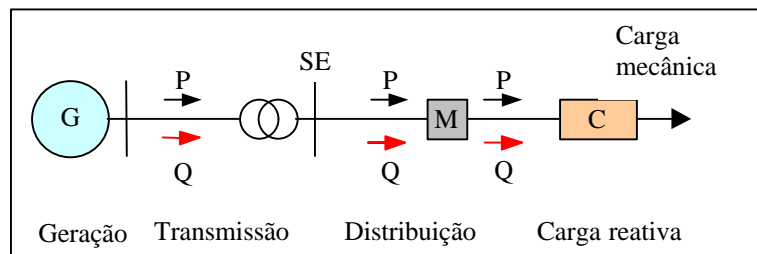



Figura 3.2 - Carga com consumo de potência reativa indutiva.

Para que essa energia reativa indutiva excedente não ocupe "espaço" nos condutores, transformadores, etc do sistema de

suprimento, basta que num ponto próximo ao da carga **C** se conecte um banco de capacitor que passará a fornecer o excedente de energia capacitiva $\mathbf{Q_2}$ à carga **C**, liberando o sistema de suprimento para transportar mais energia ativa **P** (figura 3.3).

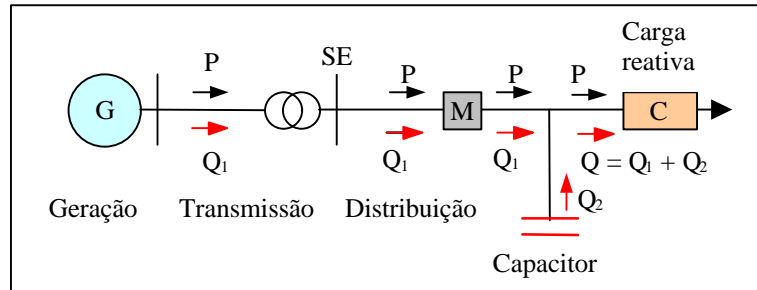



Figura 3.3 - Carga de potência reativa indutiva e capacitor.

Quando a carga **C** não é solicitada a realizar nenhum trabalho, deixa de consumir energia ativa **P**. Se, no entanto, o banco de capacitores não for desligado, este passará a fornecer energia reativa ao sistema de suprimento, conforme mostrado na figura 3.4. Nessas condições, o excesso de energia reativa capacitiva causa efeitos adversos ao sistema elétrico da concessionária, com, por exemplo, sobretensões indesejáveis.

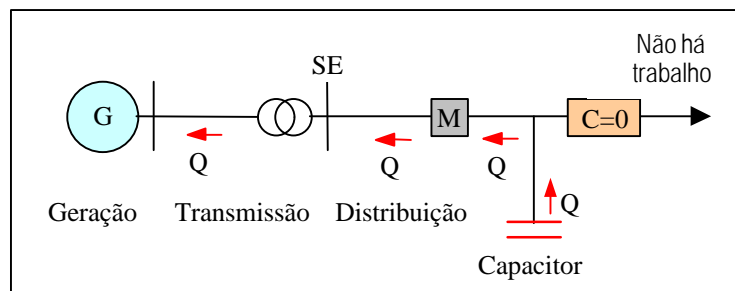



Figura 3.4 - Carga a vazio com capacitor.

É comum dizer que os capacitores são "geradores de potência reativa". Na realidade, eles não são geradores, pois são elementos passivos que acumulam energia estaticamente e, produzem potência reativa sem custo.

Os capacitores são equipamentos capazes de armazenar, como vimos, energia elétrica. Assim, em vez de devolver à fonte externa a energia reativa consumida, a energia fica armazenada no capacitor, para em seguida retorná-la. Assim, a troca de energia reativa não é feita entre a indústria e a fonte geradora externa, mas entre a indústria e os capacitores.

A figura 3.5 ilustra bem o que foi visto, e representa de maneira esquemática a correção de fator de potência através de capacitores.

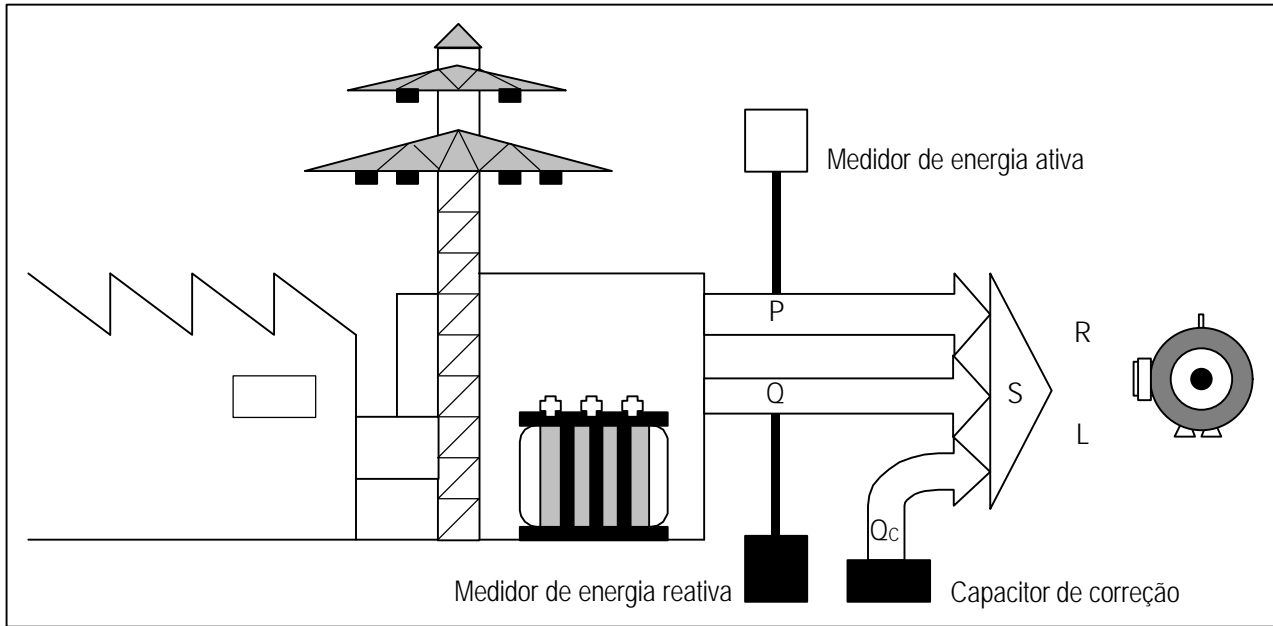



Figura 3.5 - Representação da correção de fator de potência utilizando capacitores.

3.1.4.1 - Método analítico

Observe a instalação com carga instalada conforme indicado na figura 3.6a.

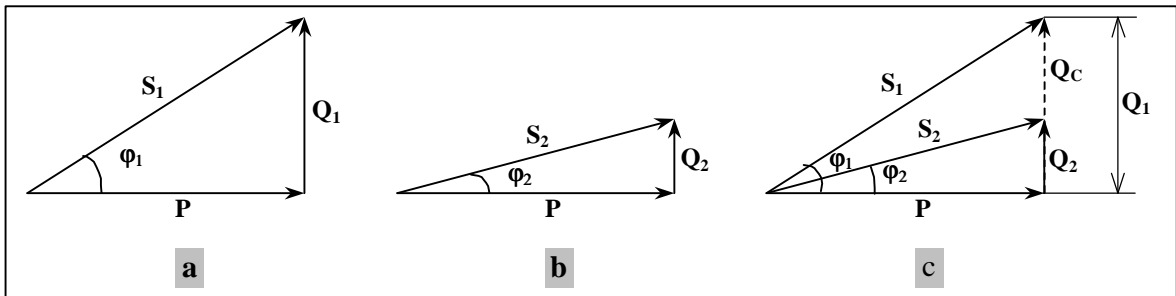



Figura 3.6 - Diagrama vetorial mostrando o benefício em melhorar o fator de potência (método analítico).

Existe uma potência ativa **P** e, em consequência do fator de potência cosφ_1, a potência aparente é S_1. Pretendemos reduzir o fator de potência, o que equivale a reduzir a componente reativa $\mathbf{Q_1}$ da potência para $\mathbf{Q_2}$ (figura 3.6b), mantendo, porém, o mesmo valor da potência ativa **P**. A figura 3.6c representa a superposição dos diagramas 3.6a e 3.6b, onde **Qc** é a quantidade de potência reativa necessária para reduzir $\mathbf{Q_1}$ para $\mathbf{Q_2}$.

Podemos escrever:

Figura 3.6a: $Q_1 = P \times tg\varphi_1$.. (a)

IMPORTANTE

É comum, em algumas situações, ao invés de termos disponível o valor da potência ativa P [kW] da expressão 3.1, termos o valor do consumo ao longo de um período [kWh].

Quando for este o caso, para obter a potência ativa (ou Demanda Ativa Média), basta dividir o consumo pelo período de funcionamento medido (horas).

Figura 3.6b: $Q_2 = P \times tg\varphi_2$ .... (b)

Para reduzir a potência reativa de Q_1 para Q_2, deverá ser ligada uma carga capacitiva igual a:

$Q_C = Q_1 - Q_2$

Ou seja:

3.1	Capacitor (kVAr) para correção

$$Qc = Q_1 - Q_2 = P \times (tg\varphi_1 - tg\varphi_2)$$

Exemplo 3.1

Uma indústria tem instalada uma carga de 1300kW. Verificou-se que o fator de potência é igual a 0,81 (indutivo). Qual deverá ser a potência reativa (kVAr) do capacitor que, instalado, venha a reduzir a potência reativa, de modo que o fator de potência atenda ao valor de 0,92?

Solução:

$\cos\varphi_1 = 0{,}81 \Rightarrow \varphi_1 = \arccos(0{,}81) = 35{,}90^o$

$\cos\varphi_2 = 0{,}92 \Rightarrow \varphi_2 = \arccos(0{,}92) = 23{,}07^o$

Portanto, usando a expressão 3.1, teremos a potência reativa a ser compensada pelo capacitor:

$Q_C = P \times (tg\varphi_1 - tg\varphi_2)$

$Q_C = 1300kW \times [\, tg(35{,}90^o) - tg(23{,}07^o)\,] = 390kVAr$

Considerando células capacitivas de 50kVAr cada, o número de células no banco (N_C) vale:

$N_C = 390 / 50 = 7{,}8 \cong 8$

$Q_C = 8 \times 50 = 400kVAr$

3.1.4.2- Método tabular

Embora não haja a menor dificuldade em aplicar fórmula tão simples (expressão 3.1), pode-se, contudo, utilizar a tabela 3.1, e que fornece o multiplicador $\Delta tg = (tg\varphi_1 - tg\varphi_2)$ em função do fator de potência original ($\cos\varphi_1$) e aquele que se pretende obter ($\cos\varphi_2$).

3.2	Capacitor (kVAr) para correção

$$Qc = Q_1 - Q_2 = P \times \Delta tg$$

POTÊNCIA REATIVA PARA CORREÇÃO DE TRANSFORMADORES

Determina-se a potência do capacitor na correção de transformadores funcionando a vazio, através da seguinte expressão.

$$Q_0 = \sqrt{\left[\frac{(i_0 \times S_n)}{100}\right]^2 - P_0^2}$$

onde:

Q_0 = potência reativa do transformador [kVAr] necessária para corrigir seu fator de potência para 1;

i_0 = é a corrente em vazio (valor em p.u. e em %, ou seja, a razão (I_0 / I_{NS}) x 100);

S_n = potência nominal do transformador [kVA];

I_0 = corrente a vazio do transformador em [A]. É um dado da placa do fabricante ou fornecido via relatório de ensaio;

I_{NS} = corrente nominal no secundário do transformador;

P_0 = potência de perdas a vazio, em [kW]. É um dado da placa do fabricante ou fornecido via relatório de ensaio.

***Obs**: recomenda-se a utilização em kVAr´s de 95% do valor calculado em Q_0.*

Para correção do fator de potência de motores, utiliza-se a expressão:

3.3	Capacitor (kVAr) para correção de cargas motoras

$$Qc = \frac{P \times \Delta tg \times fc}{h}$$

onde:

fc = fator de carga relativo a potência de trabalho do motor:

- motor operando a 50% da potência ativa nominal (fc = 0,5);
- motor operando a 75% da potência ativa nominal (fc = 0,75);
- motor operando a 100% da potência ativa nominal (fc = 1).

η = rendimento do motor em função do percentual de carga que está operando.

Exemplo 3.2

Uma indústria tem instalada uma carga de 1.300kW. Verificou-se que o fator de potência é igual a 0,81 (indutivo). Qual deverá ser a potência reativa (kVAr) do capacitor que, instalado, venha a reduzir a potência reativa, de modo que o fator de potência atenda ao valor de 0,92?

Solução:

Q_C = P x Dtg

Da tabela 3.1, obtemos, para cos j₁ = 0,81 e cos j₂ = 0,92, uma valor de Dtg = 0,30. Logo:

Q_C = 1300kW x 0,30 = 390kVAr

Considerando células capacitivas de 50kVAr cada, o número de células no banco (N_C) vale:

N_C = 390 / 50 = 7,8 @ 8

Q_C = 8 x 50 = 400kVAr

●●●

Tabela 3.1
Valores do multiplicador *Dtg* para obtenção da potência reativa com um fator de potência desejado

FP atual	FP corrigido (cos φ_2)																				
(cos φ_1)	**0,80**	**0,81**	**0,82**	**0,83**	**0,84**	**0,85**	**0,86**	**0,87**	**0,88**	**0,89**	**0,90**	**0,91**	**0,92**	**0,93**	**0,94**	**0,95**	**0,96**	**0,97**	**0,98**	**0,99**	**1,00**
0,50	0,98	1,01	1,03	1,06	1,09	1,11	1,14	1,17	1,19	1,22	1,25	1,28	1,31	1,34	1,37	1,40	1,44	1,48	1,53	1,59	0,73
0,51	0,94	0,96	0,99	1,02	1,04	1,07	1,09	1,12	1,15	1,17	1,20	1,23	1,26	1,29	1,32	1,36	1,40	1,44	1,48	1,54	1,69
0,52	0,89	0,92	0,95	0,97	1,00	1,02	10,5	1,08	1,10	1,13	1,16	1,19	1,22	1,25	1,28	1,31	1,35	1,39	1,44	1,50	1,64
0,53	0,85	0,88	0,90	0,93	0,95	0,98	1,01	1,03	1,06	1,09	1,12	1,14	1,17	1,21	1,24	1,27	1,31	1,35	1,40	1,46	1,60
0,54	0,81	0,84	0,86	0,89	0,91	0,94	0,97	0,99	1,02	1,05	1,08	1,10	1,13	1,16	1,20	1,23	1,27	1,31	1,36	1,42	1,56
0,55	0,77	0,80	0,82	0,85	0,87	0,90	0,93	0,95	0,98	1,01	1,04	1,06	1,09	1,12	1,16	1,19	1,23	1,27	1,32	1,38	1,52
0,56	0,73	0,76	0,78	0,81	0,83	0,86	0,89	0,91	0,94	0,97	1,00	1,02	1,05	1,09	1,12	1,15	1,19	1,23	1,28	1,34	1,48
0,57	0,69	0,72	0,74	0,77	0,80	0,82	0,85	0,88	0,90	0,93	0,96	0,99	1,02	1,05	1,08	1,11	1,15	1,19	1,24	1,30	1,44
0,58	0,66	0,68	0,71	0,73	0,76	0,79	0,81	0,84	0,87	0,89	0,92	0,95	0,98	1,01	1,04	1,08	1,11	1,15	1,20	1,26	1,41
0,59	0,62	0,65	0,67	0,70	0,72	0,75	0,78	0,80	0,83	0,86	0,89	0,91	0,94	0,97	1,01	1,04	1,08	1,12	1,17	1,23	1,37
0,60	0,58	0,61	0,64	0,66	0,69	0,71	0,74	0,77	0,79	0,82	0,85	0,88	0,91	0,94	0,97	1,00	1,04	1,08	1,13	1,19	1,33
0,61	0,55	0,58	0,60	0,63	0,65	0,68	0,71	0,73	0,76	0,79	0,82	0,84	0,87	0,90	0,94	0,97	1,01	1,05	1,10	1,16	1,30
0,62	0,52	0,54	0,57	0,59	0,62	0,65	0,67	0,70	0,73	0,75	0,78	0,81	0,84	0,87	0,90	0,94	0,97	1,02	1,06	1,12	1,27
0,63	0,48	0,51	0,54	0,56	0,59	0,61	0,64	0,67	0,69	0,71	0,75	0,78	0,81	0,84	0,87	0,90	0,94	0,98	1,03	1,09	1,23
0,64	0,45	0,47	0,50	0,53	0,56	0,58	0,61	0,63	0,66	0,69	0,72	0,75	0,78	0,81	0,84	0,87	0,91	0,95	1,00	1,07	1,20
0,65	0,42	0,45	0,47	0,50	0,52	0,55	0,58	0,60	0,63	0,66	0,69	0,71	0,74	0,77	0,81	0,84	0,88	0,92	0,97	1,03	1,17
0,66	0,39	0,41	0,44	0,47	0,49	0,52	0,55	0,57	0,60	0,63	0,65	0,68	0,71	0,74	0,78	0,81	0,85	0,89	0,94	1,00	1,14
0,67	0,36	0,38	0,41	0,44	0,46	0,49	0,52	0,54	0,57	0,60	0,62	0,65	0,68	0,71	0,75	0,78	0,82	0,86	0,91	0,97	1,11
0,68	0,33	0,35	0,38	0,41	0,43	0,46	0,49	0,51	0,54	0,57	0,59	0,62	0,65	0,68	0,72	0,75	0,79	0,83	0,88	0,94	1,05
0,69	0,30	0,33	0,35	0,38	0,40	0,43	0,46	0,48	0,51	0,54	0,57	0,59	0,62	0,65	0,69	0,72	0,76	0,80	0,85	0,91	1,05
0,70	0,27	0,30	0,32	0,35	0,37	0,40	0,43	0,45	0,48	0,51	0,54	0,56	0,59	0,63	0,66	0,69	0,73	0,77	0,82	0,88	1,02
0,71	0,24	0,27	0,29	0,32	0,35	0,37	0,40	0,43	0,45	0,48	0,51	0,54	0,57	0,60	0,63	0,66	0,70	0,74	0,79	0,85	0,99
0,72	0,21	0,24	0,27	0,29	0,32	0,34	0,37	0,40	0,42	0,45	0,48	0,51	0,54	0,57	0,60	0,64	0,67	0,71	0,76	0,82	0,96
0,73	0,19	0,21	0,24	0,26	0,29	0,32	0,34	0,37	0,40	0,42	0,45	0,48	0,51	0,54	0,57	0,61	0,64	0,69	0,73	0,79	0,94
0,74	0,16	0,19	0,21	0,24	0,26	0,29	0,32	0,34	0,37	0,40	0,43	0,45	0,48	0,51	0,55	0,58	0,62	0,66	0,71	0,77	0,91
0,75	0,13	0,16	0,18	0,21	0,24	0,26	0,29	0,32	0,34	0,37	0,40	0,43	0,46	0,49	0,52	0,55	0,59	0,63	0,68	0,74	0,88
0,76	0,11	0,13	0,16	0,18	0,21	0,24	0,26	0,29	0,32	0,34	0,37	0,40	0,43	0,46	0,49	0,53	0,56	0,60	0,65	0,71	0,86
0,77	0,08	0,11	0,13	0,16	0,18	0,21	0,24	0,26	0,29	0,32	0,35	0,37	0,40	0,43	0,47	0,50	0,54	0,58	0,63	0,69	0,83
0,78	0,05	0,08	0,10	0,13	0,16	0,18	0,21	0,24	0,26	0,29	0,32	0,35	0,38	0,41	0,44	0,47	0,51	0,55	0,60	0,66	0,80
0,79	0,03	0,05	0,08	0,10	0,13	0,16	0,18	0,21	0,24	0,26	0,29	0,32	0,35	0,38	0,41	0,45	0,48	0,53	0,57	0,63	0,78
0,80	0,00	0,03	0,05	0,08	0,10	0,13	0,16	0,18	0,21	0,24	0,27	0,29	0,32	0,36	0,39	0,42	0,46	0,50	0,55	0,61	0,75
0,81		0,00	0,03	0,05	0,08	0,10	0,13	0,16	0,18	0,21	0,24	0,27	0,30	0,33	0,36	0,40	0,43	0,47	0,52	0,58	0,72
0,82			0,00	0,03	0,05	0,08	0,11	0,13	0,16	0,19	0,21	0,24	0,27	0,30	0,34	0,37	0,41	0,45	0,50	0,56	0,70
0,83				0,00	0,03	0,05	0,08	0,11	0,13	0,16	0,19	0,22	0,25	0,28	0,31	0,34	0,38	0,42	0,47	0,53	0,67
0,84					0,00	0,03	0,05	0,08	0,11	0,13	0,16	0,19	0,22	0,25	0,28	0,32	0,35	0,40	0,44	0,50	0,65
0,85						0,00	0,03	0,05	0,08	0,11	0,14	0,16	0,19	0,23	0,26	0,29	0,33	0,37	0,42	0,48	0,62
0,86							0,00	0,03	0,05	0,08	0,11	0,14	0,17	0,20	0,23	0,26	0,30	0,34	0,39	0,45	0,59
0,87								0,00	0,03	0,06	0,08	0,11	0,14	0,17	0,20	0,24	0,28	0,32	0,36	0,42	0,57
0,88									0,00	0,03	0,06	0,08	0,11	0,15	0,18	0,21	0,25	0,29	0,34	0,40	0,54
0,89										0,00	0,03	0,06	0,09	0,12	0,15	0,18	0,22	0,26	0,31	0,37	0,51
0,90											0,00	0,03	0,06	0,09	0,12	0,16	0,19	0,23	0,28	0,34	0,48
0,91												0,00	0,03	0,06	0,09	0,13	0,16	0,21	0,25	0,31	0,46
0,92													0,00	0,03	0,06	0,10	0,13	0,18	0,22	0,28	0,43
0,93														0,00	0,03	0,07	0,10	0,14	0,19	0,25	0,40
0,94															0,00	0,03	0,07	0,11	0,16	0,22	0,36
0,95																0,00	0,04	0,08	0,13	0,19	0,33
0,96																	0,00	0,04	0,09	0,15	0,29
0,97																		0,00	0,05	0,11	0,25
0,98																			0,00	0,06	0,20
0,99																				0,00	0,14
1,00																					0,00

DIMENSIONAMENTO DOS CAPACITORES
Método Prático

A determinação exata da potência reativa dos capacitores a instalar para a elevação do fator de potência de uma instalação de baixa tensão depende de uma análise detalhada das cargas que utilizam energia reativa, de seu regime de funcionamento e da localização pretendida para os capacitores. Trata-se de um problema individual para cada instalação, não existindo soluções padronizadas. Existe, no entanto, um ***método prático****, recomendado pelas concessionárias, que possibilita a obtenção da potência reativa* ***aproximada****, a partir da demanda ativa média da instalação e dos fatores de potência original e desejado. Consiste no seguinte:*

1. *A partir das contas de energia elétrica dos últimos doze meses, determina-se o valor da energia ativa consumida (kWh) e valor médio do fator de potência.*
2. *Determina-se o número médio de horas de funcionamento mensal da instalação nos últimos doze meses.*
3. *Divide-se o valor médio da energia ativa mensal consumida, obtido em (1), pelo número médio de horas de funcionamento mensal, obtida em (2), determinando a demanda ativa média (kW).*
4. *Localiza-se na Tabela 3.1, na coluna correspondente ao fator de potência original, o fator de potência médio, obtido em (1), e seguindo-se à direita até a coluna do fator de potência desejado, obtém-se um número (multiplicador).*
5. *Multiplica-se a demanda ativa média, determinada em (3), pelo número obtido em (4), chegando-se, então, à potência reativa (kVAr) necessária à compensação desejada.*

Esse método foi seguido no ex. 3.4.

Exemplo 3.3

Uma indústria tem instalada um motor trifásico de 10cv/4 pólos, com fator de potência igual a 0,84 (indutivo), fator de carga 0,75 e rendimento 0,77. Qual deverá ser a potência reativa (kVAr) do capacitor que, instalado, venha a reduzir a potência reativa, de modo que o fator de potência atenda ao valor de 0,92?

Solução:

Q_C = (P x Dtg x fc) / h

Da tabela 3.1, obtemos, para cos j_1 *= 0,84 e cos* j_2 *= 0,92, uma valor de Dtg = 0,22. Logo:*

Q_C = [(10 cv x 0,736kW) / 0,77] x 0,22 x 0,75 = 1,6kVAr

Considerando células capacitivas de 2kVAr cada, o número de células no banco (N_C) vale:

N_C = 1,6 / 2 = 0,79 @ 1

Q_C = 1 x 2 = 2kVAr

•••

Exemplo 3.4

Uma instalação apresenta um consumo mensal de 15.000kWh, sendo de 200h o período (mensal) de funcionamento e sendo o fator de potência original de 0,65. Determinar o capacitor necessário para efetuar o fator de potência para 0,92.

Solução:

Q_C = P x Dtg

Onde P = 15.000kWh / 200h = 75kW

Da tabela 3.1, obtemos, para cos j_1 *= 0,65 e cos* j_2 *= 0,92, uma valor de Dtg = 0,74. Logo:*

Q_C = 75kW x 0,74 = 55,5kVAr

Considerando células capacitivas de 10kVAr cada, o número de células no banco (N_C) vale:

N_C = 55,5 / 10 = 5,55 @ 6

Q_C = 6 x 10 = 60kVAr

•••

3.1.4.3- Método dos consumos médios mensais

Consiste em determinar a potência dos capacitores **Qc** necessária para corrigir o fator de potência através da expressão:

3.4	Capacitor (kVAr) para consumos médios em um período

$$Qc = \frac{(C_{Qe} - C_{Qeo}) - [(C_{Pt} - C_{Pto}) \times tg\varphi_2]}{T}$$

onde:

C_{Qe} - média dos consumos mensais de energia reativa indutiva, em kVArh;

C_{Qeo} - média dos consumos mensais de energia reativa indutiva, referente ao funcionamento da instalação em carga leve, em kVArh;

C_{Pt} - média dos consumos mensais de energia ativa, em kWh;

C_{Pto} - média dos consumos mensais de energia ativa, referente ao funcionamento da instalação em carga leve, em kWh;

$\cos\varphi_2$ - ângulo do fator de potência desejado;

T - tempo de funcionamento da instalação (plena carga), em horas.

Para o cálculo do fator de potência, ocorrido com a instalação dos capacitores, pode-se utilizar a expressão 3.5:

3.5	Fator de potência para consumo médio em um período

$$\cos\varphi_2 = \cos\left[arctg\left(\frac{C_{Qe} - (Qc \times T)}{C_{Pt}}\right)\right]$$

Exemplo 3.5

Seja uma indústria para a qual se deseja determinar a potência nominal dos capacitores necessária para corrigir o fator de potência médio mensal de 0,81 para 0,92. Dimensionar o banco de capacitores, de sorte a não se ter um fator de potência capacitivo em carga leve, considerando que no período de 7:00 às 17:00h a demanda é praticamente constante. Considere a

BANCOS AUTOMÁTICOS

O dimensionamento da potência reativa para bancos automáticos deve receber uma atenção especial.

Para o cálculo da potência reativa necessária, basta aplicar a expressão 3.2.

Quantidade de estágios:

Recomenda-se dividir em estágios de no máximo 25kVAr (380/440V) ou 15kVAr (220V) por estágio do controlador, excetuando-se um dos estágios que deve ter a metade da potência em kVAr do maior estágio para facilitar o ajuste fino do fator de potência, pois os controladores modernos fazem leitura por varredura, buscando a melhor combinação de estágios em cada situação.

***Nota**: A recomendação de valor máximo para os estágios não é aleatória. Está baseada em aspectos práticos de aplicação e permite que se mantenha as correntes de surto, provocadas pelo chaveamento de bancos (ou módulos) em paralelo, em níveis aceitáveis para os componentes. Estas correntes podem atingir patamares superiores a 100 vezes a corrente nominal dos capacitores, decorrendo daí, todo o tipo de dano que possa ser provocado por altas correntes em um circuito qualquer (atuação de fusível, queima de contatos dos contatores e queima dos resistores de pré-carga).*

Proteção contra corrente de surto:

Em bancos automáticos com estágios superiores a 15kVAr em 220V e 25kVAr em 380/440V, utilizar sempre em série com os capacitores, proteção contra o surto de corrente que surge no momento em que se energiza capacitores. Tal proteção pode ser através da associação de contatores convencionais mais os resistores de pré-carga ou através de contator convencional em série com indutores anti-surto feitos com os próprios cabos de força que alimentam os capacitores.

demanda em carga leve igual a 7kW e 4,7kVAr. Com base nos dados de faturamento, referentes aos últimos 6 meses de atividade, elaborou-se a tabela abaixo:

Dados de faturamento			
Mês	C_{Pt} [kWh]	C_{Qe} [kVAr]	cosφ
Março	184.300	119.100	0,83
Abril	172.100	113.040	0,83
Maio	169.300	117.300	0,82
Junho	170.500	119.200	0,82
Julho	167.200	117.600	0,81
Agosto	173.400	114.390	0,83

Solução:

Para determinar os valores de consumo médio mensal deve-se conhecer inicialmente o número de horas de funcionamento da instalação nas condições de plena carga e leve.

a) *Número de horas de funcionamento a plena carga*

- *Segunda a Sexta-feira (7:00 - 17:00h): 10h;*
- *Sábado (não há expediente): 0h;*
- *Domingo (não há expediente): 0h;*
- *Total da semana: 5 dias x 10h = 50h;*
- *Total do mês (30 dias): 4,28 semanas x 50h = 214h.*

b) *Número de horas de funcionamento em carga leve (somente iluminação de vigia)*

- *Segunda a Quinta-feira (17:00 - 7:00h): 14h;*
- *Sexta-feira (17:00 - 24:00h): 7h;*
- *Sábado (00:00 - 24:00h): 24h;*
- *Domingo (00:00 - 24:00h): 24h;*
- *Segunda-feira (00:00 - 7:00h): 7h;*
- *Total da semana: (14h x 4) + (24h x 2) + (7h x 2) = 118h;*
- *Total do mês (30 dias): 4,28 semanas x 118h = 505h.*

Considerando-se o mês de julho, por apresentar o mais baixo fator de potência, têm-se, com o auxílio da tabela de dados de faturamento, os valores de consumo mensal. Considerou-se que a curva de carga não variou praticamente ao longo do ano.

$C_{Pe} = 117.600kVAr$

$C_{Peo} = T_0 \times Q = 505h \times 4,7kVAr = 2.373\ kVArh$

C_{Pt} = 167.200kWh

C_{Pto} =T_0 x P = 505h x 7kW = 3.535kWh

Da expressão 3.4, temos:

$$Qc = \frac{(C_{Qe} - C_{Qeo}) - [(C_{Pt} - C_{Pto}) \times tg\,j_2]}{T}$$

$$Q_C = \frac{(117.600 - 2.373) - [(167.200 - 3.535) \times tg(ar\cos 0{,}92)]}{214}$$

$$Q_C = 212{,}6kVAr$$

Considerando unidades capacitivas de 15 e 50kVAr, o banco será composto de:

Q_C = (4 x 50) + (1 x 15) = 215 kVAr

O fator de potência pode ser obtido da expressão 3.5:

$$\cos j_2 = \cos\left[arctg\left(\frac{C_{Qe} - (Qc \times T)}{C_{Pt}}\right)\right]$$

$$\cos j_2 = \cos\left[arctg\left(\frac{117.600 - (215 \times 214)}{167.200}\right)\right] = 0{,}92$$

Em carga leve, isto é, ligada somente a iluminação de vigia, o fator de potência, com o banco capacitivo conectado, será de:

$$Q_C = P \times (tg\,j_1 - tg\,j_2)$$

$$j_1 = arctg\left(\frac{4{,}7}{7{,}0}\right) = 33{,}87^o$$

$$tg\,j_2 = \frac{(P \times tg\,j_1) - Q_C}{P} = \frac{(7{,}0 \times tg 33{,}87^o) - 215}{7{,}0}$$

$$tg\,j_2 = -30 \rightarrow j_2 = -88^o$$

$$\cos j_2 = \cos(-88^o) = 0{,}033(capacitivo)$$

Logo, pode-se concluir que todas as células devem ser desligadas às 17:00h, quando a indústria para suas atividades.

3.2 - Vantagens da correção do fator de potência

As vantagens da compensação da energia numa instalação podem ser listadas como segue:

a) Liberação da capacidade do sistema, permitindo a ligação de cargas adicionais;

EMPRESA x CONCESSIONÁRIA

Redução do fator de potência:

Vantagens da Empresa:

- *Redução significativa do custo de energia elétrica;*
- *Aumento da eficiência energética da empresa;*
- *Melhoria da tensão;*
- *Aumento da capacidade dos equipamentos de manobra;*
- *Aumento da vida útil das instalações e equipamentos;*
- *Redução do efeito Joule;*
- *Redução da corrente reativa na rede elétrica.*

Vantagens da Concessionária:

- *O bloco de potência reativa deixa de circular no sistema de transmissão e distribuição;*
- *Evita as perdas pelo efeito Joule;*
- *Aumenta a capacidade do sistema de transmissão e distribuição para conduzir o bloco de potência ativa;*
- *Aumenta a capacidade de geração com intuito de atender mais consumidores;*
- *Diminui os custos de geração.*

b) Elevação dos níveis de tensão, melhorando o funcionamento dos equipamentos e a utilização da instalação;

c) Redução das perdas de energia, pela redução da corrente de alimentação;

d) Redução dos custos de energia elétrica, não só pela eliminação do ajuste da tarifa imposta pela concessionária, como pela redução das perdas.

3.2.1 - Liberação da capacidade do sistema

Como já visto, quando capacitores estão em operação num sistema elétrico, estes funcionam como "fonte" de energia reativa, fornecendo corrente magnetizante (potência reativa) para os motores, transformadores, etc, reduzindo assim a corrente (consequentemente a potência) da fonte geradora. Menor corrente significa menos potência ou carga nos transformadores, alimentadores ou circuitos de distribuição. Isto quer dizer que capacitores podem ser utilizados para reduzir a sobrecarga existente ou, caso não haja sobrecarga, permitir a ligação de cargas adicionais.

Vejamos como cargas adicionais podem ser ligadas a circuitos já em sua plena carga, melhorando o fator de potência de cargas existentes. Veremos também qual a carga em kVA que poderemos adicionar a um sistema, para uma determinada correção de fator de potência. Esta liberação de capacidade é geralmente conhecida pelo símbolo $\mathbf{S_L}$.

A determinação numérica da capacidade liberada do sistema, como consequência da correção do fator de potência, é um processo árduo, já que as cargas adicionais podem ter fatores diversos e diferentes do fator de potência da carga original. Para maior facilidade de cálculo e com aproximação bastante razoável, consideremos o fator de potência da carga a ser adicionada igual ao fator de potência da carga original.

A figura 3.7 mostra o diagrama básico que se aplica a todas as expressões de $\mathbf{S_L}$, onde $\mathbf{S_L}$ é a capacidade liberada em kVA ou em percentual da carga total, conforme o caso, como consequência do aumento do fator de potência de $\cos\varphi_1$ para $\cos\varphi_2$.

Prosseguindo na análise, considerando uma instalação com uma potência aparente $\mathbf{S_1}$ e fator de potência $\cos\varphi_1$, sua potência ativa será inicialmente $\mathbf{P_1}$:

$$P_1 = S_1 \times \cos\varphi_1$$

Na figura 3.7, o triângulo OAB representa as condições iniciais de carga.

Com a colocação de uma carga capacitiva adicional, em paralelo, de potência reativa **Q_C**, o fator de potência da instalação é corrigido para $\cos\varphi_2$, mantendo-se a mesma demanda ativa **P_1**, passando a potência aparente **S_2** a valer:

$S_2 = P_2 / \cos\varphi_2 = P_1 / \cos\varphi_2$

sendo, na figura 3.7, as novas condições representadas pelo triângulo OAC.

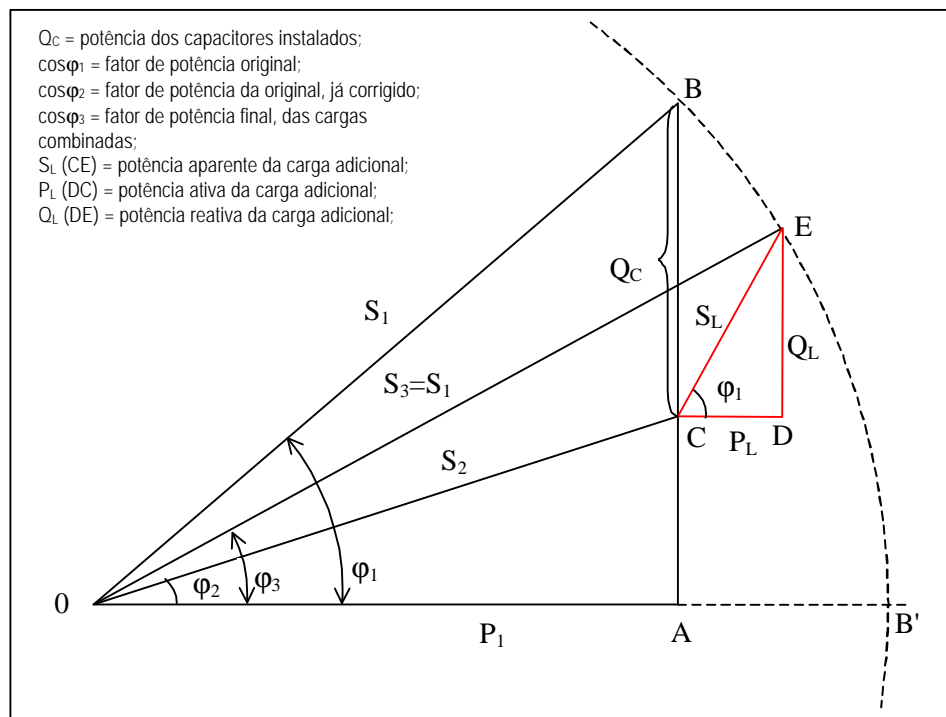



Figura 3.7 - Diagrama para obtenção da capacidade liberada (S_L).

Devemos observar que a potência aparente total deverá permanecer igual à inicial, isto é, OB, e então o limite é estabelecido pela circunferência BB', como mostra a figura 3.7.

O novo fator de potência será:

3.6	Fator de potência final (cargas combinadas)
$$\cos\varphi_3 = \frac{P_1 + P_L}{S_1}$$	

Deduz-se, da mesma figura, que a potência aparente da carga adicional (capacidade liberada do sistema), é dada pela expressão:

3.7	Capacidade liberada (kVA) pela melhoria do FP

$$S_L = S_1 \times \left[\frac{(Q_C \times \text{sen}\, j_1)}{S_1} - 1 + \sqrt{1 - (\cos j_1)^2 \times \left(\frac{Q_C}{S_1} \right)^2} \right]$$

Exemplo 3.6

Seja uma indústria alimentada por um transformador de 500kVA, operando a plena carga, sendo de 0,70 o fator de potência inicial.

a) Vamos inicialmente determinar a potência reativa capacitiva necessária para aumentar para 0,95 o fator de potência:

A potência ativa será, com o fator de potência original $\cos j_1$ = *0,70:*

$P_1 = S_1$ *x* $\cos j_1$ *=500 x 0,70 = 350kW*

Da tabela 3.1, entrando com $\cos j_1$ = *0,70 e* $\cos j_2$ = *0,95, obtemos:*

Dtg = 0,69

da expressão 3.2, obtemos:

$Q_C = P_1$ *x Dtg = 350 x 0,69 = 241,6kVAr*

b) Determinemos agora a capacidade liberada:

Temos:

S_1 *= 500kVA*

Q_C *= 241,6kVAr*

$\cos j_1$ *= 0,70 ®* j_1 *= arcos (0,70) = 45,57º*

logo, sen j_1 *= sen (54,57º) = 0,714*

da expressão 3.7:

$$S_L = 500 \times \left[\frac{(241{,}6 \times 0{,}714)}{500} - 1 + \sqrt{1 - (0{,}70)^2 \times \left(\frac{241{,}6}{500} \right)^2} \right]$$

$$S_L = 143{,}05kVA$$

c) *Admitindo que a carga adicional (capacidade liberada) de 143,05kVA tenha uma fator de potência igual ao inicial, cos j_1 = 0,70, sua potência ativa será:*

P_L = S_L x cos j_1 = 143,05 kVA x 0,70 = 100,14kW

E o novo fator de potência será, da expressão 3.6:

$$\cos j_3 = \frac{P_1 + P_L}{S_1} = \frac{350 + 100{,}14}{500} = 0{,}90$$

d) *Assim, o transformador de 500kVA, que antes fornecia 350kW, passa a fornecer 350 + 100,14 = 450,14kW, sendo 0,90 o novo fator de potência global.*

●●●

Exemplo 3.7

Um projeto industrial tem uma potência instalada de 1.500kVA, com dois transformadores operando em paralelo. O fator de potência medido é de 0,87, para uma demanda máxima de 1.480kVA. desejando-se fazer um aumento de carga com a instalação de um motor de 150cv (rendimento h = 0,95), com fator de potência de 0,87, calcular a potência necessária dos capacitores, a fim de evitar alteração nas unidades de transformação.

A potência do motor em kVA será (considerando 1cv = 0,736kW):

P_{motor} = 150cv x 0,736kW = 110,4kW

Utilizando a expressão 2.1 (lembrando-se que para carga motora, a potência ativa P é igual a potência do motor dividida pelo seu rendimento), temos:

$$S = \frac{P}{\cos j} = \frac{P_{motor}}{\cos j \times h} = \frac{110{,}4kW}{0{,}87 \times 0{,}95} = 133{,}5kVA$$

Da expressão 3.6, pode-se explicitar o valor de Q_C na equação do 2º grau:

$$Q_C^2 - [(2 \times S_L \times \text{sen}\,\varphi_1) + (2 \times S_1 \times \text{sen}\,\varphi_1)] \times Q_C + (2 \times P_1 \times S_L) + S_L^2 = 0$$

$$Q_C^2 - [(2 \times 133{,}5 \times \text{sen}(ar\cos(0{,}87))) + (2 \times 1.500 \times \text{sen}(ar\cos(0{,}87)))] \times Q_C + (2 \times 1.500 \times 133{,}5) + 133{,}5^2 = 0$$

$$Q_C^2 - 1.610 \times Q_C + 418.332 = 0$$

$$Q_C = \frac{1.610 \pm \sqrt{1.610^2 - 4 \times 1 \times 418.332}}{2 \times 1}$$

$$Q_{C1} = 1.284 kVAr$$

$$Q_{C2} = 325 kVAr$$

$$S_{L1} = 1.500 \times \left[\frac{(1.284 \times \text{sen}\,29{,}54^o)}{1.500} - 1 + \sqrt{1 - (\cos 29{,}54^o)^2 \times \left(\frac{1.284}{1.500}\right)^2} \right]$$

$$S_{L1} = 1.500 \times (0{,}422 - 1 + 0{,}667) = 133{,}5 kVA$$

$$S_{L2} = 1.500 \times \left[\frac{(325 \times \text{sen}\,29{,}54^o)}{1.500} - 1 + \sqrt{1 - (\cos 29{,}54^o)^2 \times \left(\frac{325}{1.500}\right)^2} \right]$$

$$S_{L1} = 1.500 \times (0{,}1068 - 1 + 0{,}982) = 133{,}2 kVA$$

Logo, pode-se perceber facilmente que a solução mais econômica é adotar um banco de capacitores de 325kVAr, ou seja:

Q_C = 6 x 50kVAr + 1 x 25kVAr = 325kVAr

Pode-se comprovar esse resultado através do triângulo das potências (veja o método analítico apresentado em 3.1.4.1), conforme figura 3.8a e 3.8b, isto é:

$$P = 1.480 kVA \times 0{,}87 = 1.287 kW$$

$$P_1 = 1.287 + (150 \times 0{,}736) = 1.397 kW$$

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos\varphi_1} = 1.605 kVA$$

$$Q_1 = 1.605 \times \text{sen}(ar\cos 0{,}87) = 791 kVAr$$

$$Q_2 = Q_1 - Q_C = 791 - 325 = 466 kVAr$$

$$S_2 = \sqrt{1.397^2 + 466^2} = 1.472 kVA$$

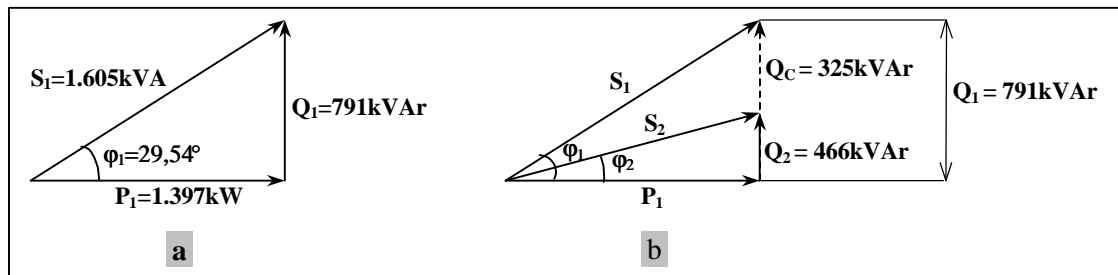



Figura 3.8 - Diagrama vetorial mostrando o benefício do acréscimo de capacitores no exemplo 3.7..

Logo, percebe-se que se pode adicionar à instalação um motor de 150cv, e o carregamento dos transformadores ainda se reduz para 1.472kVA, após a instalação de um banco de capacitores de 325kVAr.

•••

A tabela 3.2 fornece, através da aplicação sucessiva da expressão 3.7, a potência ativa (em kW) que pode ser fornecida por um transformador, funcionando a plena carga (100% da potência do transformador), para diferentes valores do fator de potência. Para transformadores que não estejam funcionando a plena carga, bastará multiplicar os números da tabela pelo coeficiente correspondente ao nível de utilização real de carga do transformador (75%, 50%, etc).

Esta tabela permite:

- Conhecer o aumento da potência disponível (em kW) conseguido com a elevação do fator de potência;
- Determinar se é possível um acréscimo de potência ativa na instalação sem trocar o transformador, apenas elevando o fator de potência com uma carga capacitiva.

Observe que, para um transformador de potência aparente **S** (kVA), a potência ativa disponível será, como sabemos:

$P_1 = S \times \cos\varphi_1$

Para um fator de potência $\cos\varphi_2 > \cos\varphi_1$,

$P_2 = S \times \cos\varphi_2$

As potências reativas correspondentes serão:

$Q_1 = P_1 \times tg\varphi_1$

$Q_2 = P_2 \times tg\varphi_2$

A "potência reativa suplementar" a ser instalada para elevar o fator de potência de $\cos\varphi_1$ para $\cos\varphi_2$ será:

3.8 Potência reativa suplementar ($\cos\varphi_1$ para $\cos\varphi_2$)

$$\Delta Q = Q_1 - Q_2 = S \times \left(tg\varphi_1 \times \cos\varphi_1 - tg\varphi_2 \times \cos\varphi_2\right)$$

Tabela 3.2
Potência ativa [kW] disponível em um transformador em função do fator de potência

tgφ	cosφ	POTÊNCIA NOMINAL DO TRANSFORMADOR [kVA]										
		15	30	45	75	112,5	150	225	300	500	750	1000
2,29	0,40	6,0	12,0	18,0	30,0	45,0	60,0	90,0	120	220	300	400
1,99	0,45	6,8	13,5	20,3	33,8	50,6	67,5	101,3	135	225	337,5	450
1,73	0,50	7,5	15,0	22,5	37,5	56,3	75	112,5	150	250	375	500
1,52	0,55	8,3	16,5	24,8	41,3	61,8	82,5	123,8	165	275	412,5	550
1,33	0,60	9,0	18,0	27,0	45,0	67,5	90,0	135,0	180	300	450	600
1,17	0,65	9,8	19,5	29,3	48,8	73,1	97,5	146,3	195	325	487,5	650
1,02	0,70	10,5	21,0	31,5	52,5	78,8	105,0	157,5	210	350	525	700
0,88	0,75	11,3	22,5	33,8	56,3	84,4	112,5	168,8	225	375	562,5	750
0,75	0,80	12,0	24,0	36,0	60,0	90,0	120,0	180,0	240	400	600	800
0,70	0,82	12,3	24,6	36,9	61,5	92,3	123,0	184,5	246	410	615	820
0,64	0,84	12,6	25,2	37,8	63,0	94,5	126,0	189,0	252	420	630	840
0,62	0,85	12,8	25,5	38,3	63,8	95,6	127,5	191,3	255	425	637,5	850
0,54	0,88	13,2	26,4	39,6	66,0	99,0	132,0	198,0	264	440	660	880
0,48	0,90	13,5	27,0	40,5	67,5	101,3	135,0	202,5	270	450	675	900
0,42	0,92	13,8	27,6	41,4	69,0	103,5	138,0	207,0	276	460	690	920
0,36	0,94	14,1	28,2	42,3	70,5	105,8	141,0	211,5	282	470	705	940
0,33	0,95	14,3	28,5	42,8	71,3	106,9	142,5	213,8	285	475	712,5	950
0,29	0,96	14,4	28,8	43,2	72,0	108	144,0	216,0	288	480	720	960
0,21	0,98	14,7	29,4	44,1	73,5	110,3	147,0	220,5	294	490	735	980

Exemplo 3.8

Utilizando-se a tabela 3.2, para um transformador de 150kVA, quando o fator de potência passa de 0,5 a 0,85, fornece um acréscimo de potência de 127,5 - 75 = 52,5kW.

●●●

Desvantagens da tensão na carga abaixo da nominal

Alguns exemplos:

1. *Nos motores de indução os efeitos principais de uma tensão muito baixa são a redução do conjugado de partida e a elevação da temperatura em condições de carga plena; o primeiro é crítico em acionamentos de cargas de inércia elevada, resultando em períodos muito longos de aceleração, enquanto que o segundo reduz a vida útil da isolação do motor;*
2. *Nas lâmpadas incandescentes, o fluxo luminoso e a vida útil são muito afetados pela tensão aplicada; assim, uma queda de tensão de 10% reduz em cerca de 30% o fluxo luminoso emitido;*
3. *Tensões muito baixas podem impedir a partida das lâmpadas de descarga.*

Exemplo 3.9

Se tivermos uma instalação com um transformador de 500kVA, cos j_1 = 0,70 (tg j_1 =1,02) e quisermos aumentar de 100kW a potência por ele fornecida, deveremos aumentar o fator de potência para cos j_2 = 0,90 (tg j_2 =0,48), pois para cos j_1 = 0,70 temos 350kW e para cos j_2 = 0,90 temos 450kW (diferença de 100kW pretendida), o que pode ser conseguido com uma carga capacitiva de (expressão 3.8):

DQ = 500 x (1,02 x 0,70 - 0,48 x 0,90) = 141kVAr

•••

Exemplo 3.10

Complementando o exemplo 3.6, se calcularmos a potência reativa suplementar pela expressão 3.8, temos:

DQ = 500 x (1,02 x 0,70 - 0,48 x 0,90) = 141kVAr

que nada mais é do que a diferença entre a carga capacitiva utilizada na compensação (Q_C), e a potência reativa adicional (Q_L). No caso, devido às aproximações, obtemos:

$$Q_L = \frac{P_L}{tg\, j_1} = \frac{100{,}14}{1{,}02} = 98{,}2kVAr$$

$$Q_3 = Q_C - Q_L = 241{,}6 - 98{,}2 = 143{,}4kVAr$$

Observe que a diferença (erro entre os cálculos) é da ordem de 2%.

3.2.2 - Melhoria da tensão

As desvantagens de tensões abaixo da nominal em qualquer sistema elétrico são bastante conhecidas, acarretando diminuição da vida útil e do desempenho dos equipamentos (ver quadro ao lado). Embora os capacitores elevem os níveis de tensão, é raramente econômico instalá-los em estabelecimentos industriais apenas para esse fim. A melhoria de tensão deve ser considerada como um benefício adicional dos capacitores.

A tensão **U** em qualquer ponto de um circuito elétrico é igual a da fonte geradora **U_F** menos a queda de tensão até aquele ponto (**ΔU**), ou seja,

$\Delta U = U_F - U$

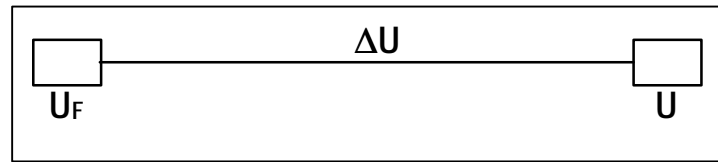



Figura 3.9 - Queda de tensão em um circuito.

Assim, se a tensão da fonte geradora e as diversas quedas de tensão forem conhecidas, a tensão em qualquer ponto pode ser facilmente determinada. Com a tensão na fonte é conhecida, o problema consiste apenas na determinação das quedas de tensão.

A fim de simplificar o cálculo das quedas de tensão, a expressão 3.9 é geralmente usada:

3.9	**Queda de tensão [V]**
$\Delta U = t \times [(R \times I \times \cos j\,) \pm (X \times I \times \text{sen}\, j\,)]$	

onde:

ΔU = queda de tensão [V], por fase
R = resistência [Ω], por fase
X = resistência [Ω], por fase
φ = ângulo do fator de potência
I = corrente total [A]
(+) = para cargas com fator de potência atrasado (indutivas)
(–) = para cargas com fator de potência adiantado (capacitivas)
t = constante igual a 2 para circuitos monofásicos e √3 para circuitos trifásicos

Conhecido o fator de potência e a corrente total, as componentes da corrente são facilmente obtidas:

3.10	**Componentes da corrente**		
Componente ativa		Componente reativa	
a	$I_P = I \times \cos j$	b	$I_Q = I \times \text{sen}\, j$

Assim, a expressão 3.9 pode ser escrita da seguinte forma:

3.11	**Queda de tensão [V]**
$\Delta U = t \times [(R \times I_P) \pm (X \times I_Q)]$	

IMPORTANTE

Nos estabelecimentos industriais com sistemas de distribuição modernos e a uma só transformação, a elevação de tensão proveniente da instalação de capacitores é da ordem de 4 a 5%.

Por esta expressão, torna-se evidente que a corrente relativa à potência reativa (I_Q) opera somente na reatância. Como esta corrente é reduzida pelos capacitores, a queda de tensão total é então reduzida de um valor igual a corrente do capacitor multiplicada pela reatância. Portanto, é apenas necessário conhecer a potência nominal do capacitor e a reatância do sistema para se conhecer a elevação de tensão ocasionada pelos capacitores, ou seja:

3.12 Elevação de tensão ocasionada pelos capacitores

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U} \times 100 = \frac{t \times (X_{cir} \times I_Q)}{U[V]} \times 100 = \frac{X_{cir} \times Q_C}{10 \times U[kV]^2}$$

onde:

$\Delta U\%$ = aumento percentual de tensão;

X_{cir} = reatância do circuito para o qual se quer liberar carga [Ω];

Q_C = potência do capacitor [kVAr];

U = tensão nominal do sistema [kV].

Exemplo 3.11

Determine o aumento do nível de tensão em um circuito após a instalação de um banco de capacitores igual a 100kVAr em um Quadro de Distribuição de Força, sendo o cabo alimentador deste quadro igual a 300mm² (X = 0,1068 W/km), com comprimento igual a 150m. Considere o sistema em 380V.

Solução:

Temos que:

X_{cir} = 0,1068W/km x 0,15km = 0,01602W

Pela expressão 3.12:

$$\Delta U\% = \frac{Q_C \times X_{cir}}{10 \times U^2} = \frac{100 \times 0{,}01602}{10 \times 0{,}38^2} = 1{,}10\%$$

3.2.3 - Redução das perdas

A redução das perdas em um sistema elétrico decorrente da melhoria ou correção do fator de potência, resulta em lucro financeiro anual da ordem de 15% do valor do investimento feito com a instalação dos capacitores.

Na maioria dos sistemas de distribuição de energia elétrica de estabelecimentos industriais, as perdas de energia (perdas Joule) variam de 2,5 a 7,5% dos kWh da carga, dependendo das horas de trabalho a plena carga, seção nominal dos condutores e comprimento dos alimentadores e circuitos de distribuição.

As perdas são proporcionais ao quadrado da corrente (expressão 1.13a) e como a corrente é reduzida na razão direta da melhoria do fator de potência, as perdas são inversamente proporcionais ao quadrado do fator de potência.

Consideremos inicialmente uma instalação como esquematizado na figura 3.10, onde $\mathbf{U_1}$ é a tensão de alimentação (fonte), $\mathbf{U_2}$ é a tensão no quadro de distribuição (carga); sejam **P** o consumo de potência ativa da carga, $\mathbf{\cos\varphi_1}$ o fator de potência original e $\mathbf{\cos\varphi_2} > \mathbf{\cos\varphi_1}$ o fator de potência após a compensação.

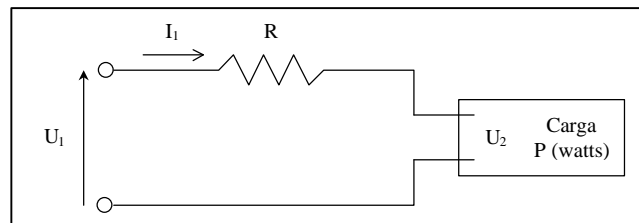



Figura 3.10 - Circuito elétrico resistivo.

Admitindo um sistema monofásico, as correntes correspondentes serão (ver 1.9a):

$$I_1 = \frac{P}{U_2 \times \cos\varphi_1}$$

$$I_2 = \frac{P}{U_2 \times \cos\varphi_2}$$

Sendo, logicamente, $I_2 < I_1$.

Dividindo I_1 por I_2 virá:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{\cos\varphi_2}{\cos\varphi_1}$$

Chamando de **R** a resistência (por fase) do circuito de distribuição, as perdas nesse circuito serão, com $\cos\varphi_1$:

$P_1 = R \times I_1^2$ .... (c)

e com $\cos\varphi_2$:

$P_2 = R \times I_2^2$ .... (d)

sendo, é claro, $P_2 < P_1$.

Podemos definir a diferença percentual de perdas, ΔP%, pela relação:

3.13	Diferença percentual de perdas [%]
$$\Delta P\% = \left(\frac{P_1 - P_2}{P_1}\right) \times 100$$	

E então, substituindo (c) e (d) na expressão 3.13, obtemos::

$$\Delta P\% = \left(\frac{RI_1^2 - RI_2^2}{RI_1^2}\right) \times 100$$

$$\Delta P\% = \left(\frac{I_1^2 - I_2^2}{I_1^2}\right) \times 100$$

$$\Delta P\% = \left[1 - \left(\frac{I_2}{I_1}\right)^2\right] \times 100$$

O que resulta, em termos dos fatores de potência:

3.14	Diferença percentual de perdas [%]
$$\Delta P\% = \left[1 - \left(\frac{\cos j_1}{\cos j_2}\right)^2\right] \times 100$$	

Exemplo 3.12

Considere a seguinte situação de uma instalação elétrica:

- *Consumo anual: 150.000kWh*
- *Fator de potência original: cos j_1 = 0,69*
- *Fator de potência corrigido: cos j_2 = 0,87*
- *Perdas Joule (5% do consumo): 7.500kWh*

Solução:

A redução de perdas será, de (3.14):

$$\Delta P\% = \left[1 - \left(\frac{0{,}69}{0{,}87}\right)^2\right] \times 100 = 37{,}1\%$$

o que representa uma redução de:

0,371 x 7.500kWh = 2.783kWh por ano.

Teremos, portanto, perdas anuais de:

7.500 - 2.783 = 4.717kWh

ou 3,14% do consumo, que originalmente representava 5%.

●●●

A figura 3.11 está baseada na consideração de que a potência original da carga permanece constante. Se o fator de potência for melhorado para liberar capacidade do sistema e, em vista disso, for ligada a carga máxima permissível, a corrente total é a mesma, de modo que as perdas também serão as mesmas. Entretanto, a carga total em kW será maior e portanto a perda percentual no sistema será menor.

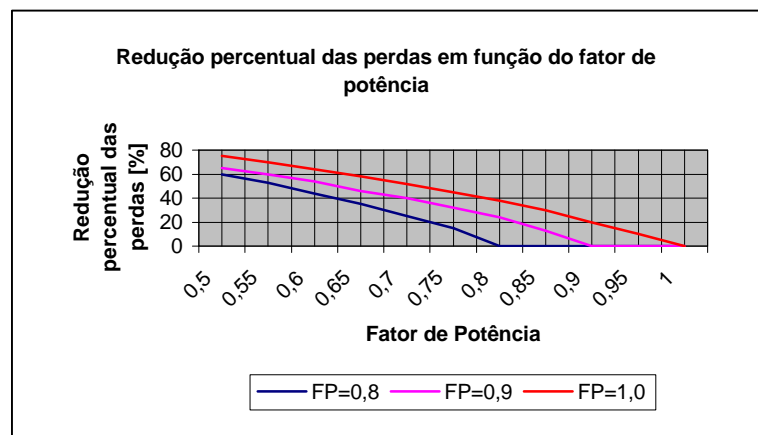



Figura 3.11 - Redução [%] das perdas em função do fator de potência.

3.2.4 - Liberação da capacidade de carga de circuitos

Em muitas situações, o que se deseja é a liberação da capacidade de carga de circuitos terminais e de distribuição. À semelhança do processo pelo qual se pode obter potência adicional da subestação (item 3.2.1), muitas vezes é necessário acrescer uma determinada carga, por exemplo, num CCM (Centro de Controle de Motores), tendo-se como fator limitante a seção do condutor do circuito de distribuição que liga o Quadro Geral de Força ao CCM. A instalação de capacitores no barramento do CCM poderá liberar a potência que se deseja. Obviamente, convém que se estude a viabilidade econômica entre a substituição do condutor e a instalação do banco de capacitores. A expressão 3.15 permite conhecer o valor da potência do capacitor.

3.15	**Potência [kVA] para liberação de carga em circuitos**

$$S = \frac{Q_C \times X_{cir}}{\left(X_{cir} \times \operatorname{sen} j\right) + \left(R_{cir} \times \cos j\right)}$$

onde:

S = potência aparente para liberação de carga [kVA];

X_{cir} = reatância do circuito para o qual se quer liberar carga [Ω];

R_{cir} = resistência do circuito para o qual se quer liberar carga [Ω]

φ = ângulo do fator de potência original;

Q_C = potência do capacitor [kVAr].

Exemplo 3.13

Desejando-se instalar num determinado CCM um motor de 100cv, com fator de potência 0,87, e sabendo-se que a demanda medida no seu circuito terminal é de 400A e que o condutor tem seção nominal de 300mm² (onde R = 0,0781 W/km e X = 0,1068 W/km, cuja capacidade de condução de corrente é de 420A (considerando-se o condutor do tipo isolado no interior de eletroduto), determinar a quantidade de capacitores e a potência nominal necessária para evitar a troca dos condutores. O fator de potência medido no barramento do CCM é de 0,71. O circuito terminal mede 150m.

Solução:

A resistência e reatância para o condutor será:

R_{CIR} = 0,0781W/km x 0,150km = 0,01171W

X_{CIR} = 0,1068W/km x 0,150km = 0,01602W

Calculando-se a corrente para um motor de 100cv em 440V, com rendimento igual a 0,92, temos:

$$I_M = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos j \times h} = \frac{100 \times 0{,}736kW}{\sqrt{3} \times 0{,}44kV \times 0{,}87 \times 0{,}92} = 121A$$

Observe que, se somarmos a demanda do circuito terminal (400A) com a corrente a ser acrescentada (121A), obtemos 521A, corrente esta superior a capacidade de corrente do condutor de seção nominal de 300mm² (420A).

NÃO SE ESQUEÇA:

Quando se trata de cargas motoras, a informação da potência fornecida pelos catálogos dos fabricantes é a chamada ***potência de saída*** *(Ps).*

Entretanto, toda a formulação foi desenvolvida em função da ***potência de entrada*** *(P). Logo, DEVE-SE CONVERTER Ps em P, valendo-se a expressão P = Ps / h, onde h é o* ***rendimento*** *do motor.*

Da expressão 3.15, pode-se explicitar o valor de Q_C para liberar esta carga, ou seja:

$$Q_C = \frac{S \times (X_{cir} \times \operatorname{sen} j) + (R_{cir} \times \cos j)}{X_{cir}}$$

Temos que:

arcos (0,71) = 44,76º

S = P / cos j = (100cv x 0,736kW) / (0,87 x 0,92) = 91,9kVA

$$Q_C = \frac{91{,}9 \times (0{,}01602 \times \operatorname{sen} 44{,}76^o) + (0{,}01171 \times \cos 44{,}76^o)}{0{,}01602}$$

$$Q_C = 112{,}4kVAr$$

Ou seja, neste caso, um banco de capacitores de, por exemplo, 3 x 40kVAr = 120kVAr.

Da expressão 4.12, temos que a corrente consumida pelo capacitor é:

$$I_{NC} = \frac{120kVAr}{\sqrt{3} \times 0{,}44kV} = 158A$$

Temos agora que a corrente total no barramento do CCM será, considerando o acréscimo do motor e do capacitor:

$I_{barramento} = I_{CCM} + I_M - I_{NC}$ = 400A + 121A - 158A = 363A (inferior à capacidade nominal de corrente do condutor, que agora pode ser utilizado, mesmo com o acréscimo do motor!).

IMPORTANTE

O controle automático de capacitores assegura a dosagem exata da potência de capacitores ligada a qualquer momento, eliminando possíveis sobretensões.

Nas formas de correção geral e por grupos de cargas, é usual utilizar capacitores agrupados em estágios controláveis individualmente. Um relé varimétrico, sensível às variações de energia reativa, comanda automaticamente à operação dos capacitores necessários á obtenção do fator de potência desejado.

3.3 - Tipos de correção do fator de potência

O primeiro problema a ser resolvido é como distribuir a quantidade de energia reativa obtida com a instalação de capacitores no sistema, de modo a: reduzir custos, evitar problemas técnicos e atender a legislação.

O que interessa para a concessionária é a correção do fator de potência no barramento de entrada do consumidor, ou seja, deve-se garantir neste barramento um fator de potência mínimo igual a 0,92. Com base nas curvas de demanda ativa e reativa horária do sistema, determina-se facilmente a quantidade total de energia reativa necessária para se fazer a correção do fator de potência.

A distribuição desta quantidade de energia reativa pode ser feita através de:

a) correção individual (capacitor C_1 da figura 3.12);

b) correção por grupo de cargas (quadro de distribuição terminal - capacitor C_3 da figura 3.12);

c) correção geral (quadro de distribuição principal de baixa tensão - capacitor C_2 da figura 3.12);

d) correção primária (entrada de energia em alta tensão - capacitor C_4 da figura 3.12).

e) correção mista.

3.3.1 - Correção individual

É obtida instalando-se os capacitores junto ao equipamento que se pretende corrigir o fator de potência (figura 3.12 - capacitor C_1). Representa, do ponto de vista técnico, a melhor solução, apresentando as seguintes vantagens:

- Reduz as perdas energéticas em quase toda a instalação, visto que a corrente reativa só circulará pelos circuitos terminais aos quais estejam ligados os capacitores;

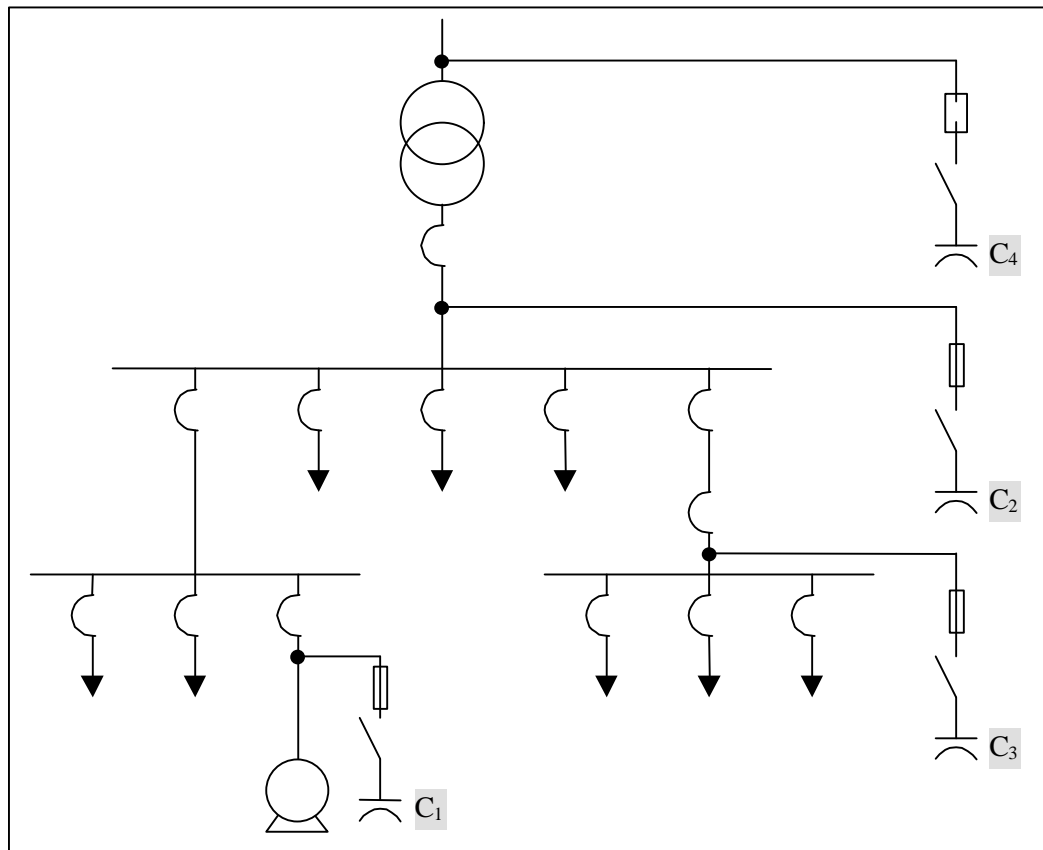



Figura 3.12 - As possibilidades de localização dos capacitores (bancos) numa instalação de baixa tensão.

- Diminui a carga nos circuitos de alimentação dos equipamentos;
- Pode-se utilizar um sistema único de acionamento para a carga e o capacitor, economizando-se um equipamento de manobra, pois não se requer comutação separada. A carga sempre trabalha junto com o capacitor;
- Gera potência reativa somente onde é necessário;
- Facilidade de escolha do capacitor correto para cada carga.

A compensação individual, com capacitores ligados diretamente à carga, é uma solução muito utilizada quando a potência da carga indutiva (por exemplo, motores), é elevada em relação a potência instalada e quando é frequente o seu funcionamento em vazio ou com carga reduzida.

No caso da compensação individual, devem ser tomadas algumas precauções em relação ao aparecimento de harmônicos durante a partida de cargas motoras e quanto a corrente do capacitor (ou do banco), que deve ser inferior à corrente de magnetização do motor - a potência do capacitor (em tensão nominal) não deve ser superior a 90% da potência absorvida pelo motor em vazio, que pode ser determinada a partir da corrente em vazio e que corresponde a cerca de 20 a 30% da corrente nominal, para motores de 4 pólos e velocidade síncrona de 1800rpm. A tabela 3.3 indica a potência máxima do capacitor ou banco que deve ser ligado aos terminais de um motor de indução trifásico para atingir um fator de potência de 95%.

Existem três opções para instalar capacitores junto a motores (conforme figura 3.13):

Local A: Entre o motor e o relé térmico.

- Nas instalações novas onde a faixa de ajuste do relé térmico pode ser escolhida em função da corrente reduzida.
- Motores já instalados que não necessitarão de mudanças no ajuste de sobrecarga.

Local B: Entre o contator e o relé térmico.

Motores já instalados com ajustes de sobrecarga acima da especificação de corrente para capacitores.

Local C: Na linha, antes do contator.

- Motores que são "pulsados" ou sofrem reversão;
- Motores de velocidade variável;
- Chaves que desligam e religam durante o ciclo;

- Motores sujeitos a partidas frequentes;
- Motores de grande inércia, onde o conjunto motor/capacitor, mesmo desligado, pode tornar-se um gerador com auto-excitação.

Tabela 3.3
Potência máxima recomendada para capacitores ligados a motores

Motor [HP]	Número de pólos e rotação do motor (rpm)											
	2 3600 rpm		4 1800 rpm		6 1200 rpm		8 900 rpm		10 720 rpm		12 600 rpm	
	Capacitor [kVAr]	Redução de corrente [%]	Capacitor [kVAr]	Redução de corrente [%]	Capacitor [kVAr]	Redução de corrente [%]	Capacitor [kVAr]	Redução de corrente [%]	Capacitor [kVAr]	Redução de corrente [%]	Capacitor [kVAr]	Redução de corrente [%]
2	1	14	1	24	1,5	30	2	42	2	40	3	50
3	1,5	14	1,5	23	2	28	3	38	3	40	4	49
5	2	14	2,5	22	3	26	4	31	4	40	5	49
7,5	2,5	14	3	20	4	21	5	28	5	38	6	45
10	4	14	4	18	5	21	6	27	7,5	36	8	38
15	5	12	5	18	6	20	7,5	24	8	32	10	34
20	6	12	6	17	7,5	19	9	23	10	29	12,5	30
25	7,5	12	7,5	17	8	19	10	23	12,5	25	17,5	30
30	8	11	8	16	10	19	15	22	15	24	20	30
40	12,5	12	15	16	15	19	17,5	21	20	24	25	30
50	15	12	17,5	15	20	19	22,5	21	22,5	24	30	30
60	17,5	12	20	15	22,5	17	25	20	30	22	35	28
75	20	12	25	14	25	15	30	17	35	21	40	19
100	22,5	11	30	14	30	12	35	16	40	15	45	17
125	25	10	35	12	35	12	40	14	45	15	50	17
150	30	10	40	12	40	12	50	14	50	13	60	17
200	35	10	50	11	50	11	70	14	70	13	90	17
250	40	11	60	10	60	10	80	10	90	13	100	17
300	45	11	70	10	75	12	100	14	100	13	120	17
350	50	12	75	8	90	12	120	13	120	13	135	15
400	75	10	80	8	100	12	130	13	140	13	150	15
450	80	8	90	8	120	10	140	12	160	14	160	15
500	100	8	120	9	150	12	160	12	180	13	180	15

Notas:

1. Para uso em motores trifásicos, 60Hz, NEMA tipo B, para aumentar o fator de potência para aproximadamente 95%;
2. Para motores de 50Hz, multiplicar os valores da tabela por 1,2;
3. Motores em anéis, multiplicar os valores da tabela por 1,1;
4. Para motores de corrente de partida muito elevada, multiplicar os valores da tabela por 1,3.

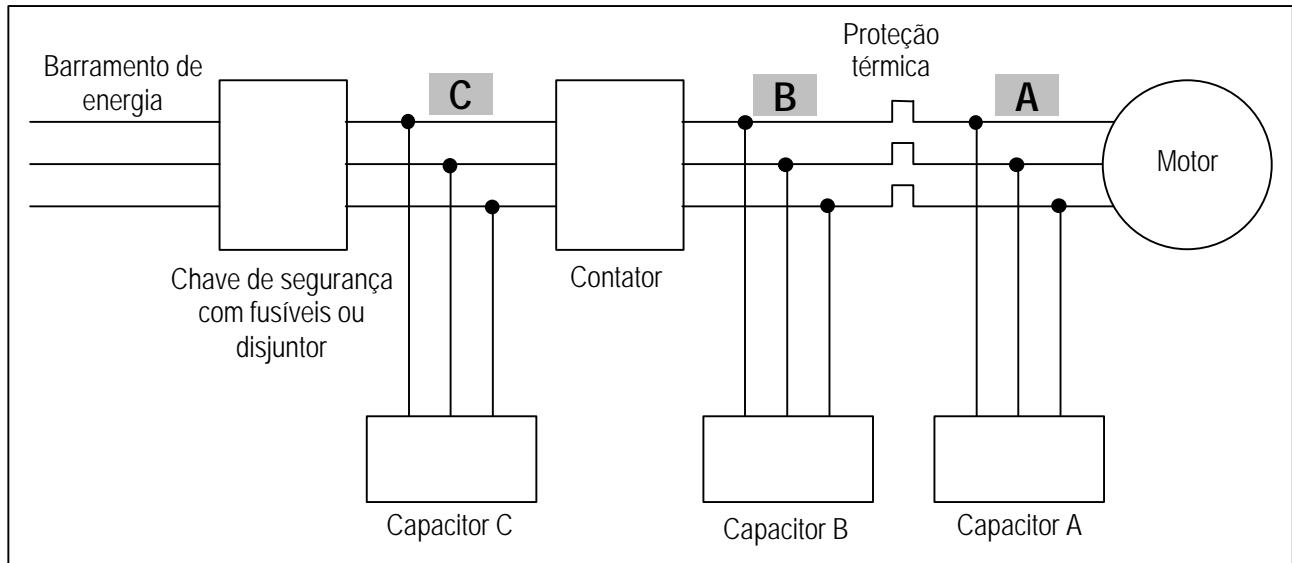



Figura 3.13 - Opções para instalação de capacitores junto à motores.

3.3.2 - Correção por grupo de cargas (QD terminal)

O capacitor é instalado de forma a corrigir um setor ou um conjunto de máquinas. É colocado junto ao quadro de distribuição que alimenta esses equipamentos (figura 3.12 - capacitor C_3). É a correção indicada quando um ou mais dos circuitos de distribuição principais alimentam quadros de distribuição terminais onde estão ligadas muitas cargas de pequeno porte, para as quais não se justifica a compensação individual.

Essa solução, com utilização de fatores de demanda adequados, pode proporcionar uma economia razoável (embora, via de regra, menor que a do caso indicado no item 3.3.3). Com ela haverá, além da liberação de carga no transformador, redução de perda nos circuitos de distribuição que alimentam quadros onde estejam ligados capacitores.

3.3.3 - Correção geral (QD principal de baixa tensão)

A instalação do capacitor é feita na saída do transformador ou do quadro de distribuição principal (geral), proporcionando compensação global à instalação (figura 3.12 - capacitor C_2). Utiliza-se este tipo de correção em instalações elétricas com elevado número de cargas com potências diferentes e regimes de utilização pouco uniformes. Apresenta como vantagens principais:

- Os capacitares instalados são mais utilizados;
- Possibilidade de controle automático;

- Melhoria geral do nível de tensão;
- Instalação suplementar relativamente simples.

Neste tipo de correção, ocorre a liberação da carga no transformador, porém, não há redução de perdas nos diversos circuitos, visto que por eles circulará a corrente reativa. É a solução indicada para instalações mais simples, onde não haja conjuntos de cargas muito diferentes entre si.

Esse tipo de ligação pode proporcionar uma economia apreciável, desde que se leve em conta, no dimensionamento dos capacitores, a diversidade entre os diferentes circuitos de distribuição (principais) que partem do quadro geral, pela aplicação de fatores de demanda convenientes.

Haverá necessidade, nesse caso, de ser instalado um dispositivo de manobra que permita desligar os capacitores quando a indústria cessar suas atividades diárias. Do contrário poderão ocorrer sobretensões indesejáveis na instalação.

A principal desvantagem consiste em não haver alívio sensível dos alimentadores de cada equipamento.

3.3.4 - Correção primária (entrada de energia em alta tensão)

Essa solução não é muito usada em instalações industriais (figura 3.12 - capacitor C_1). Não proporciona liberação de capacidade no transformador, nem redução de perdas, além de exigir a utilização de um dispositivo de manobra e proteção de alta tensão para os capacitores, muito embora o preço por kVAr dos capacitores seja menor para tensões mais elevadas.

Geralmente, essa solução só é utilizada em indústrias de grande porte, com várias subestações transformadoras. Nessas condições, a diversidade entre as subestações pode resultar em economia na quantidade de capacitores a instalar.

Entre as desvantagens da correção na alta tensão, pode-se citar:

- Inviabilidade econômica de instalar banco de capacitores automáticos;
- Maior probabilidade da instalação se tornar capacitiva (capacitores fixos);
- Aumento da tensão do lado da concessionária;
- Aumento da capacidade de curto-circuito na rede da concessionária;
- Maior investimento em cabos e equipamentos de baixa tensão;

- Manutenção mais difícil;
- Benefícios relacionados com a diminuição das correntes reativas nos cabos, trafos, etc, não são obtidos.

3.3.5 - Correção mista

A correção mista consiste em utilizar a correção geral e por grupos de carga. Esta correção é vantajosa quando existem cargas de grande porte e consequentemente as perdas no sistema são reduzidas significativamente.

No ponto de vista da "Conservação de Energia", considerando aspectos técnicos, práticos e financeiros, torna-se a melhor solução.

Utiliza-se o seguinte critério para correção mista:

1. Instala-se um capacitor fixo diretamente no lado secundário do transformador;
2. Motores de aproximadamente 10cv ou mais, corrige-se localmente (cuidado com motores de alta inércia, pois não se deve dispensar o uso de contatores para manobra dos capacitores sempre que a corrente nominal dos mesmos for a 90% da corrente de excitação do motor);
3. Motores com menos de 10cv corrige-se por grupos;
4. Redes próprias para iluminação com lâmpadas de descarga, usando-se reatores de baixo fator de potência, corrige-se na entrada da rede;
5. Na entrada, instala-se um banco automático de pequena potência para equalização final.

Quais as necessidades específicas da instalação?

Para decidir qual é o tipo de instalação de capacitores que melhor atende as necessidades do seu sistema, você terá que pesar as vantagens e desvantagens de cada opção, e considerar as variáveis de operação, incluindo tipo, tamanho, capacidade e regularidade da carga, métodos de partida dos motores e tipo de tarifação de energia elétrica.

a) Tipo de carga: se a sua instalação tem muitos motores acima de 10cv, normalmente é vantajoso instalar um capacitor por motor e comandar o motor e o capacitor juntos. Se a sua instalação tem um grande número de pequenos motores, menores que 10cv, você pode instalar os capacitores no barramento de um grupo de motores. Frequentemente, a melhor solução para plantas com

motores grandes e pequenos, é utilizar ambos os tipos de instalação.

b) Tamanho da carga: Instalações com grandes cargas podem se beneficiar de todos os tipos de instalação combinados: capacitores individuais, em grupos, em bancos fixos e em bancos automáticos. Uma instalação pequena, por outro lado, poderá necessitar de apenas um capacitor na entrada de energia.

As vezes, a correção com capacitores é necessária apenas em pontos isolados. Este pode ser o seu caso se você tem máquinas de solda, aquecimento indutivo, ou acionamentos em corrente contínua. Se um transformador que alimenta uma carga de baixo fator de potência tem seu fator de potência corrigido, o fator de potência geral da instalação poderá subir a ponto de dispensar capacitores adicionais.

c) Regularidade da carga: Se a sua planta opera 24 horas por dia e tem uma demanda constante, capacitores fixos são a solução mais econômica. Se a demanda é determinada por turnos de oito horas, cinco dias por semana, você vai precisar de bancos automáticos para reduzir a capacitância durante as horas de demanda baixa.

d) Capacidade de carga: Se os seus transformadores estão sobrecarregados, ou se você deseja adicionar carga em linhas já carregadas, os capacitores devem ser ligados às cargas. Se o seu sistema tem capacidade de corrente sobrando, você pode instalar os capacitores junto aos transformadores de entrada. Se a carga da sua instalação varia muito, a melhor solução é a instalação de bancos automáticos.

Tabela 3.4
Resumo das vantagens e desvantagens dos tipos de instalação de capacitores

Tipo	Vantagens	Desvantagens
Capacitores individuais	Tecnicamente eficiente e flexível.	Custo de instalação alto.
Bancos fixos	Mais econômico, poucas instalações.	Menos flexível, requer chaves ou contatores.
Bancos automáticos	Melhor para cargas variáveis, previne sobretensões, baixo custo de instalação.	Custo mais alto do equipamento.
Combinação	O mais prático para grande número de motores.	Menos flexível.

CAPÍTULO 4: CAPACITORES DE POTÊNCIA

NESTE CAPÍTULO VOCÊ VERÁ:

- *Características gerais dos capacitores de potência;*
- *Características construtivas;*
- *Características elétricas;*
- *Manobra e proteção de capacitores;*
- *Segurança, instalação e manutenção de capacitores;*
- *Principais consequências da instalação incorreta de capacitores.*

05 EXEMPLOS PRÁTICOS

Como já mencionado, em geral são utilizados capacitores para compensação de energia reativa em uma instalação elétrica. Os motores síncronos, quando acionam compressores, bombas etc, beneficiam a instalação, mas não representam a solução ideal para o caso. Por isso, vamos limitar-nos a tratar dos capacitores.

4.1 - Características gerais

4.1.1 - Princípios básicos

Os capacitores são equipamentos capazes de acumular eletricidade. São constituídos basicamente de duas placas condutoras postas frontalmente e separadas por um meio qualquer isolante, que pode ser o ar, papel, plástico etc. Nas faces externas destas placas liga-se uma fonte de tensão que gera um campo eletrostático no espaço compreendido entre as duas placas, conforme se pode observar a figura 4.1.

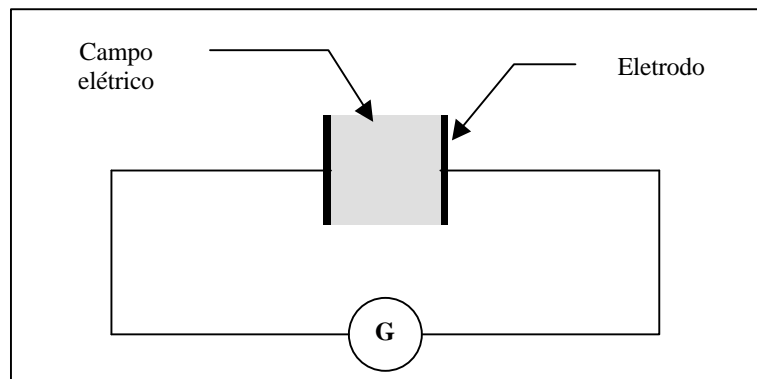



Figura 4.1 - Campo elétrico entre placas de um capacitor.

O gerador **G** pode ser uma bateria ou um gerador qualquer de corrente contínua ou alternada. As placas paralelas são denominadas de eletrodos. As linhas de fluxo entre as placas paralelas são imaginárias. O material isolante colocado entre as placas paralelas é denominado dielétrico. A energia eletrostática fica acumulada entre as placas e em menor intensidade, na sua vizinhança.

Cada linha de fluxo tem origem numa carga de 1 coulomb. Considerando-se todas as linhas de fluxo do campo eletrostático, pode-se afirmar que ela se origina de uma carga de **Q** coulombs.

O "coulomb" é a quantidade de carga elétrica que pode ser armazenada ou descarregada em forma de corrente elétrica durante um certo período de tempo tomado como unidade.

Um (1) coulomb é, portanto, o fluxo de carga ou descarga de uma corrente de 1A num tempo de 1s.

4.1 Carga elétrica [C]

$$Q = I \times \Delta t$$

Isto quer dizer que, durante o tempo de 1s, temos 6,25 x 10^{18} elétrons transportados de uma placa a outra, quando a carga ou descarga do capacitor é de 1 coulomb [C]. É bom saber que a carga elétrica de 1 elétron é de 1,6 x 10^{-19}C.

Se uma determinada quantidade de carga elétrica Q [A x s] representada por **Q** linhas de fluxo é transportada de uma placa a outra e cuja área é **S** [m^2], logo a densidade de carga elétrica **D** do dielétrico é de:

4.2 Densidade de carga elétrica [C/m^2]

$$D = \frac{Q}{S}$$

Se uma determinada tensão **U** [V] é aplicada entre as placas paralelas separadas por uma distância de **d** [m], a intensidade de campo elétrico pode ser determinada através da expressão 4.3.

4.3 Intensidade de campo elétrico [V/m]

$$E = \frac{U}{d}$$

Exemplo 4.1

Calcular a densidade de carga e a intensidade de campo elétrico (gradiente de tensão) no capacitor inserido no circuito da figura 4.2.

Solução:

$$Q = 8mC = 8 \times 10^{-6} C$$

$$D = \frac{Q}{S} = \frac{8 \times 10^{-6}}{0,02} = \frac{8 \times 10^{-6}}{2 \times 10^{-2}} = 4 \times 10^{-4} C / m^2$$

$$E = \frac{125}{1,5 \times 10^{-3}} = 83,3 \times 10^{3} V / m = 83,3 V / mm$$

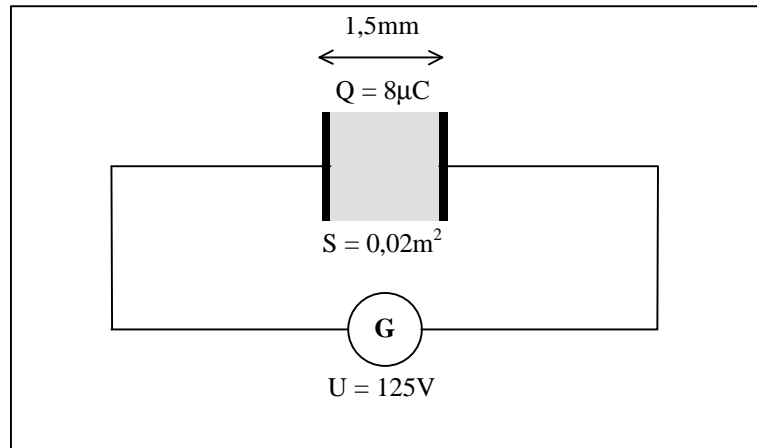



Figura 4.2 - Capacitor de placas paralelas do exemplo 4.1.

4.1.2 - Capacitância

Todo capacitor é avaliado pela quantidade de carga elétrica que é capaz de armazenar no seu campo e é dada pela expressão 4.4.

4.4	Carga elétrica [C]
	$Q = C \times U$

onde

Q = carga elétrica [C];
C = capacitância [F];
U = tensão aplicada [V].

A unidade que mede a capacitância **C** de um capacitor é o *farad [F]*. Logo, 1 *farad* é a capacidade de carga elétrica de um capacitor, quando uma carga elétrica de 1 coulomb ($6,25 \times 10^{18}$ elétrons) é armazenada no meio dielétrico, sob a aplicação da tensão de 1V entre os terminais das placas paralelas.

4.1.3 - Energia armazenada

Quando os eletrodos de um capacitor são submetidos a uma tensão nos seus terminais, passa a circular no seu interior uma corrente de carga, o que faz com que uma determinada quantidade de energia se acumule no seu campo elétrico. A energia média armazenada no período de 1/4 de ciclo pode ser dada pela expressão 4.5, onde observamos que a energia armazenada é diretamente proporcional a variação da capacitância e da tensão aplicada.

4.5	Energia média armazenada [J]
$E = \frac{1}{2} \times C \times U_m^2$	

onde

E = energia média armazenada [J];
C = capacitância [F];
U_m = tensão aplicada [V], valor de pico.

4.1.4 - Corrente de carga

A corrente de carga de um capacitor depende da tensão aplicada em seus terminais. Elevando-se a tensão, eleva-se a carga acumulada. Considerando-se uma corrente **I**, correspondente a uma carga média do capacitor, que circula durante um período de tempo **Δt**, para uma variação **ΔU** de tensão em seus terminais, a sua grandeza vale:

4.6	Corrente de carga [A]
$I = C \times \frac{\Delta U}{\Delta t}$	

onde

C = capacitância [F];
ΔU = variação de tensão [V];
Δt = período de tempo durante o qual variou a tensão [s].

O fenômeno de carga e descarga de um capacitor pode ser melhor entendido com as explanações que se seguem.

Quando um capacitor é energizado através de uma fonte de corrente contínua, estando inicialmente descarregado, a corrente de energização é muito elevada e o capacitor se comporta praticamente como se estivesse em curto-circuito, estando sua corrente limitada apenas pela impedância do circuito de alimentação. Após um tempo, expresso pela constante de tempo do capacitor, a sua corrente chega a zero, conforme se pode mostrar através da curva da figura 4.3. A "*curva A"* é expressa pela expressão 4.7.

4.7	Corrente instantânea no capacitor [A]
$i = i_0 \times e^{-t/T}$	

onde:

i = corrente do capacitor no instante t;
i_0 = corrente inicial de carga no instante t = 0s;
T = constante de tempo [s];
t = tempo em qualquer instante [s].

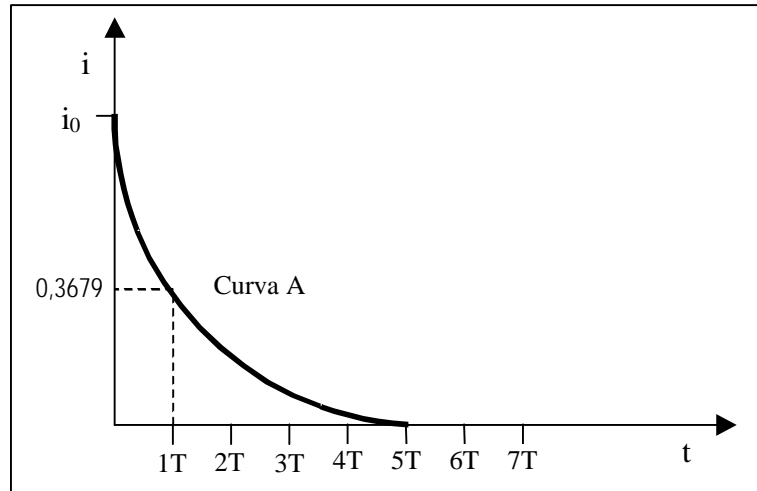



Figura 4.3 - Curva de energização corrente x tempo de um capacitor.

Ao se analisar a expressão 4.7, pode-se verificar que:

- No instante da energização do capacitor, a corrente é máxima, isto é, para t = 0s, tem-se:

$i = i_0 \times e^{-0/T} = i_0 \times 1 = i_0$

como se observa na curva.

- Quando **t** é muito grande em relação a **T**, tem-se:

$i = i_0 \times e^{-00/T} = i_0 \times 0 = 0$

O capacitor está em plena carga e não flui mais corrente de carga.

A tensão no capacitor cresce em conformidade com a curva B mostrada na figura 4.4. A curva B é expressa pela expressão 4.8.

4.8	**Tensão instantânea no capacitor [V]**
$u = u_0 \times \left(1 - e^{-t/T}\right)$	

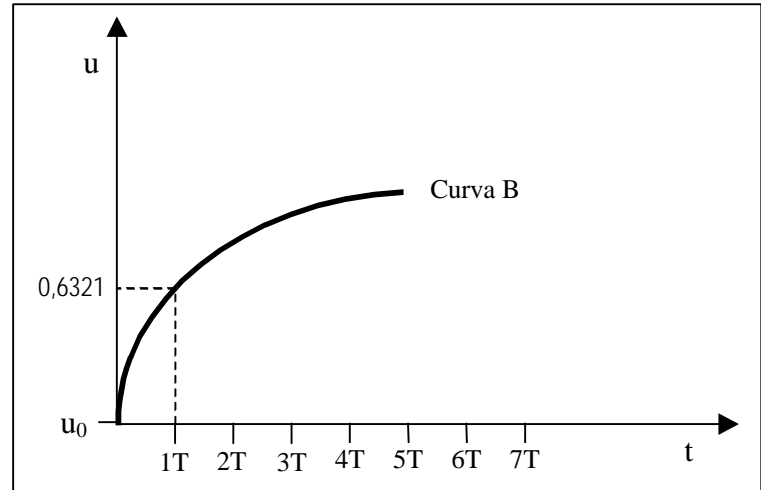



Figura 4.4 - Curva de energização tensão x tempo de um capacitor.

onde:

U_0= tensão correspondente ao capacitor em carga plena [V];
U = tensão no capacitor para qualquer instante t [V]

4.1.5 - Ligação dos capacitores

Como qualquer elemento de um circuito, os capacitores podem ser ligados em série (figura 4.5a) ou em paralelo (figura 4.5b).

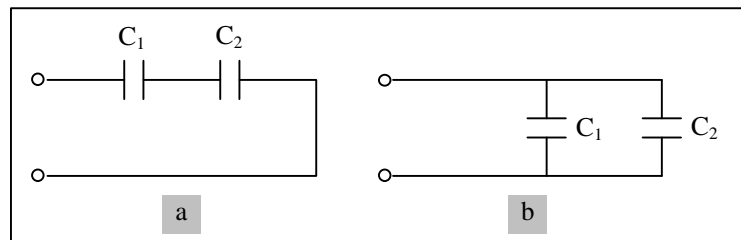



Figura 4.5 - Ligação série (a) e paralelo (b) entre capacitores.

A ligação em série de um determinado número de capacitores resulta numa capacidade do conjunto dada pela expressão 4.9 e indicada na figura 4.6:

4.9	Capacitância equivalente ligação em série

$$\frac{1}{C_{eq}} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} + \frac{1}{C_3} + \ldots + \frac{1}{C_n}$$

onde:

C_{eq} = capacitância equivalente do conjunto [F];
C_1, C_2, C_3,..., C_N = capacitância individual de cada unidade capacitiva [F]

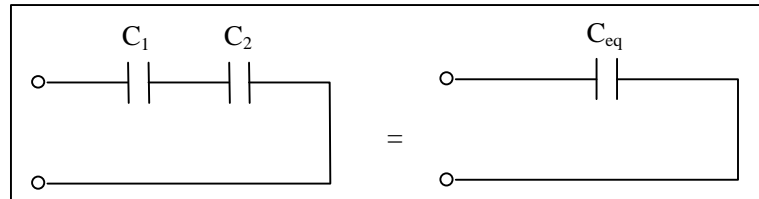



Figura 4.6 - capacitância equivalente de um circuito série.

Com base na expressão 4.9, pode-se dizer que a capacitância equivalente de um circuito com vários capacitores ligados em série é menor do que a capacitância do capacitor de menor capacitância do conjunto.

Exemplo 4.2

Calcular a capacitância de dois capacitores colocados em série, cujas capacidades sejam, respectivamente, 20mF e 30mF.

Solução:

$$\frac{1}{C_{eq}} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} = \frac{C_1 \times C_2}{C_1 + C_2} = \frac{20 \times 30}{20 + 30} = 12$$

$$C_{eq} = \frac{1}{12} = 0{,}083mF = 83nF$$

●●●

A ligação em paralelo de um determinado número de capacitores resulta numa capacidade do conjunto dada pela expressão 4.10 e indicada na figura 4.7:

4.10	Capacitância equivalente ligação em paralelo
$C_{eq} = C_1 + C_2 + C_3 + \ldots + C_N$	

onde:

C_{eq} = capacitância equivalente do conjunto [F];
C_1, C_2, C_3,..., C_N = capacitância individual de cada unidade capacitiva [F].

Figura 4.8 - Células capacitivas.

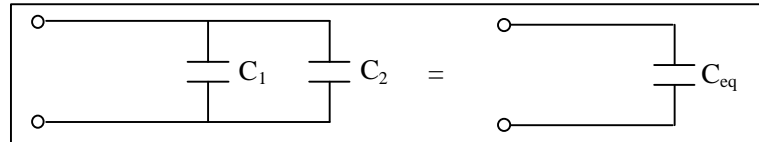



Figura 4.7 - capacitância equivalente de um circuito em paralelo.

Com base na expressão 4.10 pode-se dizer que a capacitância equivalente de um circuito com vários capacitores em paralelo é igual á soma das capacidades individuais das unidades capacitivas.

Exemplo 4.3

Calcular a capacitância de dois capacitores colocados em paralelo, cujas capacidades sejam, respectivamente, 20mF e 30mF.

Solução:

$$C_{eq} = C_1 + C_2 = 20 + 30 = 50mF$$

4.2 - Características construtivas

As partes componentes de um capacitor de potência são:

a) Caixa;

b) Armadura;

c) Dielétrico;

d) Líquido de impregnação;

e) Resistor de descarga.

4.2.1 - Caixa

Conhecida também como carcaça, a caixa é o invólucro da parte ativa do capacitor. É confeccionada em chapa de aço com espessura adequada ao volume da unidade. A caixa compreende as seguintes partes:

a) Placa de identificação

Nela estão contidos todos os dados característicos necessários à identificação do capacitor, de conformidade com a figura 4.9.

EMPRESA FULANA DE TAL S.A		
Capacitor de potência		
Nº de Série 0857	Tipo 734912	Data da fabricação 24/10/98
Potência 30kVAr	Tensão Nominal 13,8kV	Capacitância 651,15μF
Frequência 60Hz	Nível de Isolamento 34/110kV	Massa 20kg
Categoria de temperatura -10º a 50ºC	Conforme ABNT NBR 5289 e NBR 5282	Ordem de compra OC-058-98
Contém dispositivo interno de descarga		
FLUÍDO WEMCOL BIODEGRADÁVEL COMBUSTÍVEL CLASSE OSHA III - B		
CGC 054.685.714/03-56 - Indústria Brasileira		

Figura 4.9 - Placa de um capacitor.

b) Isoladores

Correspondem aos terminais externos das unidades capacitivas.

c) Olhais para levantamento utilizados para alcançar a unidade capacitiva

d) Alças para fixação

Utilizadas para fixar a unidade capacitiva na sua estrutura de montagem.

4.2.2 - Armadura

É constituída de folhas de alumínio enroladas com dielétrico, com espessuras compreendidas entre 3 e 6mm e padrão de pureza de alta qualidade, a fim de manter em baixos níveis as perdas dielétricas e as capacitâncias nominais de projeto.

4.2.3 - Dielétrico

É formado por uma fina camada de filme de polipropileno especial, associada, muitas vezes, a uma camada de papel dielétrico (papel *kraft*) com espessura de cerca de 18μm. É necessário que os componentes dielétricos sejam constituídos de materiais selecionados e de alta qualidade, para não influenciarem negativamente nas perdas dielétricas.

ⓘ ATENÇÃO

Os capacitores devem ter sua carcaça (caixa) ligadas à terra. Esta ligação é muito importante, pois proporciona proteção contra choques elétricos.

4.2.4 - Líquido de impregnação

Atualmente, os fabricantes utilizam como líquido molecular impregnante uma substância biodegradável de estrutura constituída de carbono e hidrogênio (Ecóleo 200 - hidrocarboneto aromático sintético). Além de não agredir o meio ambiente, este impregnante apresenta características elétricas até superiores às de seu antecessor.

4.2.5 - Resistor de descarga

Quando a tensão é retirada dos terminais de um capacitor, a carga elétrica armazenada necessita ser drenada, para que a tensão resultante seja eliminada, evitando-se situações perigosas de contato com os referidos terminais. Para que isto seja possível, insere-se entre os terminais um resistor com a finalidade de transformar em perdas Joule a energia armazenada do dielétrico, reduzindo para 5V o nível de tensão num tempo máximo de 1 minuto para capacitores de tensão nominal de até 660V e 5 minutos para capacitores de tensão nominal superior a 660V. Este dispositivo de descarga pode ser instalado interna ou externamente à unidade capacitiva, sendo mais comum a primeira solução, conforme mostrado na figura 4.10.

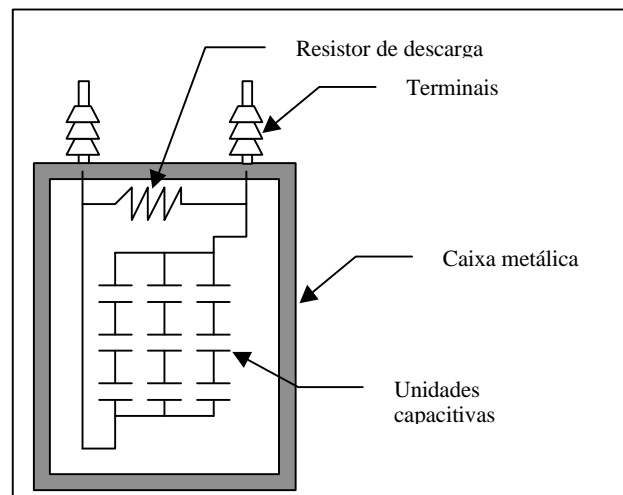



Figura 4.10 - Resistor de descarga.

4.2.6 - Ligação das unidades capacitivas em bancos

Os capacitores podem ser ligados em várias configurações, formando bancos, sendo o número de unidades limitado em função de determinados critérios.

Figura 4.12 - Quadro de comando de capacitores.

Ligação série

Neste tipo de arranjo, as unidades capacitivas podem ser ligadas tanto em estrela como em triângulo, conforme figuras 4.11a e 4.11b.

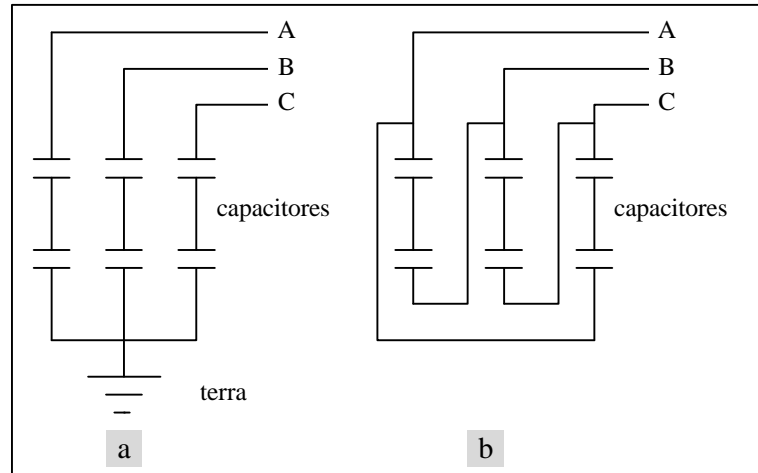



Figura 4.11 - Ligação em série de um banco de capacitores.

Este tipo de arranjo somente deve ser empregado em sistemas cujo neutro seja efetivamente aterrado, o que normalmente ocorre nas instalações industriais. Desta forma, este sistema oferece uma baixa impedância para a terra às correntes harmônicas, reduzindo substancialmente os níveis de sobretensão devido aos harmônicos referidos.

Ligação paralela

Neste caso, os capacitores podem ser ligados nas configurações estrela ou triângulo, respectivamente, representadas nas figuras 4.13a e 4.13b.

Em instalações industriais de baixa tensão, normalmente os bancos de capacitores são ligados na configuração triângulo, utilizando-se, para isto, unidades trifásicas.

4.3 - Características elétricas

4.3.1 - Conceitos básicos

Potência nominal

Os capacitores são normalmente designados pela sua potência nominal reativa, contrariamente aos demais equipamentos, cuja característica principal é a potência nominal aparente.

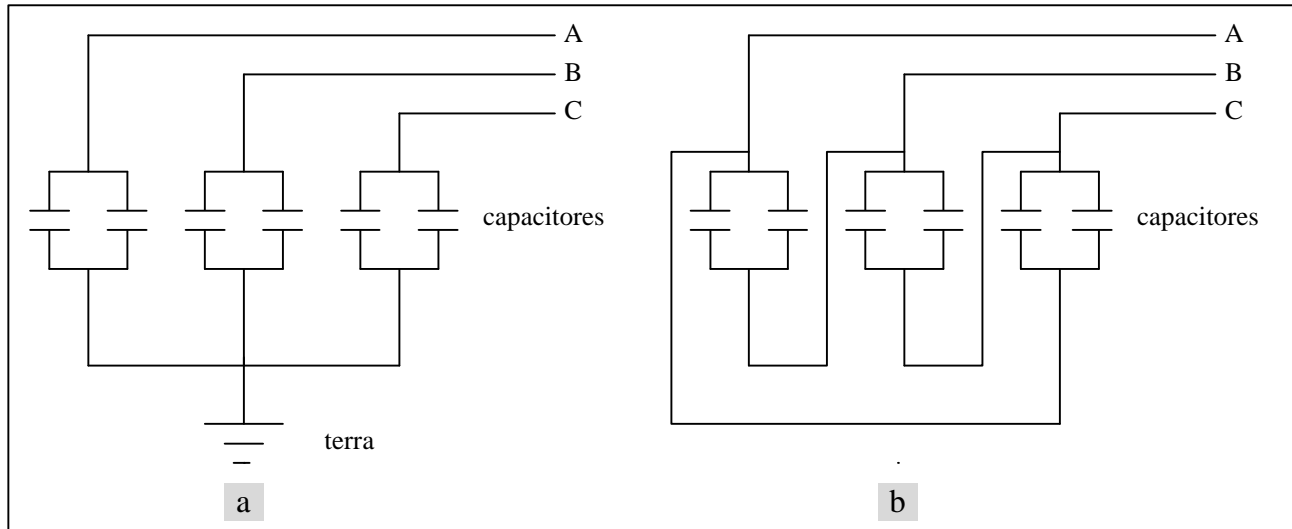



Figura 4.13 - Ligação paralela em um banco de capacitores.

A potência nominal de um capacitor em kVAr é aquela absorvida do sistema quando este será submetido a uma tensão e frequências nominais a uma temperatura ambiente não superior a 20ºC (ABNT). Conhecida a potência nominal do capacitor, pode-se facilmente calcular a sua capacitância, através da expressão 4.11.

4.11 Capacitância de um capacitor

$$C = \frac{1000 \times Q_C}{2 \times p \times f \times U_N^2}$$

onde:

Q_C = potência reativa nominal do capacitor [kVAr];
f = frequência nominal [Hz];
U_N = tensão nominal [kV];
C = capacitância [µF].

Para capacitores de até 660V, a potência nominal não ultrapassa normalmente os 50kVAr em unidades trifásicas e os 30kVAr em unidades monofásicas. Já os capacitores de tensão de isolamento de 2,3 a 15kV são geralmente monofásicos com potências padronizadas de 50, 100 e 200kVAr.

Frequência Nominal

Os capacitores devem operar normalmente na frequência de 60Hz. Para outras frequências é necessário especificar o seu valor correspondente, já que a sua potência nominal é diretamente proporcional a este parâmetro.

Tensão nominal

Os capacitores são normalmente fabricados para a tensão nominal do sistema entre fases ou entre fase e neutro, respectivamente, para unidades trifásicas e monofásicas.

No caso de capacitores de baixa tensão, cuja maior utilização é em sistemas industriais de pequeno e médio portes, são fabricados para 220, 380, 440 e 480V, independentemente de que sejam unidades monofásicas e trifásicas. Já os capacitores de alta tensão são normalmente fabricados para as tensões de 2.300, 3.810, 4.160, 4.800, 6.600, 7.620, 7.967 e 13.200V. para tensões superiores, somente são fabricados sob encomenda.

As tabelas 4.1 e 4.2 fornecem as características elétricas básicas dos capacitores, respectivamente, para unidades de baixa tensão trifásicas e monofásicas. Pequenas variações podem ser encontradas na composição destas tabelas entre vários fabricantes.

Corrente nominal

Considerando a expressão 1.10c e a tabela 1.1, onde, para carga capacitiva, temos cosφ = 0 e senφ = 1, obtemos a expressão 4.12:

4.12 Corrente nominal em um capacitor

$$I_{NC} = \frac{Q_C}{t \times U \times \text{sen}\, j} = \frac{Q_C}{t \times U}$$

Onde

I_{NC} = corrente nominal do capacitor [A];

Qc = potência reativa do capacitor [kVAr];

U = tensão nominal [V].

4.4 - Manobra e proteção de capacitores

A interrupção da corrente em capacitores de baixa tensão é segura e simples. Por outro lado, a ligação de capacitores merece maior atenção por parte do projetista.

O comportamento dos capacitores é o contrário do comportamento de cargas indutivas.

Tabela 4.1 Capacitores trifásicos de baixa tensão								
Tensão de linha	Potência reativa [kVAr]		Capacitância [μF]	Corrente nominal [A]		Fusível [A]	Disjuntor [A]	Cabo de ligação [mm²]
	50Hz	60Hz		50Hz	60Hz			
220	2,1	2,5	137,01	5,5	6,6	10	10	2,5
	4,2	5,0	274,03	10,9	13,1	25	20	4
	6,3	7,5	411,04	16,4	19,7	36	30	6
	8,3	10,0	548,05	21,8	26,2	50	50	6
	10,4	12,5	685,07	27,3	32,8	50	50	10
	12,5	15,0	822,08	32,8	39,4	63	70	16
	14,6	17,5	959,09	38,2	45,9	80	90	16
	16,6	20,0	1096,12	43,7	52,5	100	100	25
	18,7	22,5	1233,12	49,1	59,0	100	100	25
	20,8	25,0	1370,14	54,6	65,6	125	125	35
380	2,1	2,5	45,92	3,2	3,8	10	10	1,5
	4,2	5,0	91,85	6,3	7,6	16	15	2,5
	6,3	7,5	137,77	9,5	11,4	25	20	2,5
	8,3	10,0	183,70	12,7	15,2	25	30	4
	10,4	12,5	229,62	15,8	19,0	36	30	4
	12,5	15,0	275,55	19,6	22,8	36	40	6
	14,6	17,5	321,47	22,2	26,6	50	50	6
	16,6	20,0	367,39	25,3	30,4	50	50	10
	18,7	22,5	413,32	28,5	34,2	50	60	10
	20,8	25,0	459,24	31,7	38,0	63	70	16
	25,0	30,0	551,09	38,0	45,6	80	90	16
	29,2	35,0	642,94	44,3	53,2	100	100	25
	33,3	40,0	734,79	50,6	60,8	100	100	25
	37,7	45,0	826,64	57,0	68,4	125	125	35
	41,6	50,0	918,48	63,3	76,0	125	125	35
440	2,1	2,5	34,25	2,7	3,3	10	10	1,5
	4,2	5,0	68,51	5,5	6,6	10	10	2,5
	6,3	7,5	102,76	8,2	9,8	16	20	2,5
	8,3	10,0	137,01	10,9	13,1	25	30	4
	10,4	12,5	171,26	13,7	16,4	25	30	4
	12,5	15,0	205,52	16,4	19,7	36	30	4
	14,6	17,5	239,77	19,2	23,0	36	40	6
	16,6	20,0	274,03	21,8	26,2	50	50	6
	18,7	22,5	308,28	24,6	29,5	50	50	10
	20,8	25,0	342,53	27,3	32,8	50	50	10
	25,0	30,0	411,04	32,8	39,4	63	70	16
	29,2	35,0	479,54	38,2	45,9	80	90	25
	33,3	40,0	548,05	43,7	52,5	125	100	25
	37,7	45,0	616,56	49,1	59,0	100	100	35
	41,6	50,0	685,07	54,6	65,6	125	125	35
480	2,1	2,5	28,78	2,5	3,0	10	10	2,5
	4,2	5,0	57,56	5,0	6,0	10	10	4
	6,3	7,5	86,34	7,5	9,0	16	20	2.5
	8,3	10,0	115,13	10,0	12,0	25	20	4
	10,4	12,5	143,91	12,5	15,0	36	30	4
	12,5	15,0	172,69	15,0	18,0	36	30	4
	14,6	17,5	201,47	17,5	21,0	36	40	6
	16,6	20,0	230,26	20,1	24,1	50	50	6
	18,7	22,5	259,04	22,6	27,1	50	50	6
	20,8	25,0	287,82	25,1	30,1	50	50	10
	25,0	30,0	345,39	30,1	36,1	63	70	10
	29,2	35,0	402,95	35,1	42,1	80	70	16
	33,3	40,0	460,52	40,1	48,1	80	90	16
	37,7	45,0	518,08	45,1	54,1	100	100	25
	41,6	50,0	575,65	50,1	60,1	100	100	25

Notas:

1. Fusíveis fornecidos no interior dos capacitores podem ter capacidade maior que as mostradas nesta tabela;
2. Esta tabela é correta para instalações em campo e reflete as recomendações do fabricante para proteção contra sobrecorrente de acordo com padrões internacionais.

Tabela 4.2
Capacitores monofásicos de baixa tensão

Tensão de linha	Potência reativa [kVAr]		Capacitância [μF]	Corrente nominal [A]		Fusível [A]	Disjuntor [A]	Cabo de ligação [mm²]
	50Hz	60Hz		50Hz	60Hz			
220	2,1	2,5	137	9,5	11,4	20	20	1,5
	2,5	3,0	165	11,4	13,6	25	25	1,5
	4,2	5,0	274	19,1	22,7	36	40	6
	5,0	6,0	329	22,7	27,3	50	50	10
	6,3	7,5	411	28,6	34,1	63	60	16
	8,3	10,0	548	37,7	45,5	80	70	25
	10,0	12,0	657	45,5	54,5	100	90	35
	12,5	15,0	822	56,8	68,2	125	125	35
	16,6	20,0	1096	75,5	90,1	160	150	50
380	2,1	2,5	46	5,5	6,6	10	10	1,5
	2,5	3,0	55	6,6	7,9	16	15	1,5
	4,2	5,0	92	11,1	13,2	25	25	1,5
	5,0	6,0	110	13,2	15,8	30	25	4
	8,3	10,0	184	21,8	26,3	50	40	10
	10,0	12,0	220	26,3	31,6	50	50	16
	12,5	15,0	276	32,9	39,5	63	70	16
	15,0	18,0	330	39,5	47,4	80	90	25
	16,6	20,0	367	43,7	52,6	100	90	35
	20,0	24,0	440	52,6	63,2	100	100	35
	20,8	25,0	460	54,7	65,8	125	125	35
	25,0	30,0	551	65,8	78,9	160	150	50
440	4,2	5,0	68	9,5	11,4	20	20	1,5
	5,0	6,0	82	11,4	13,6	25	25	1,5
	8,3	10,0	137	18,9	22,7	36	40	6
	10,0	12,0	164	22,7	27,3	50	50	10
	12,5	15,0	206	28,4	34,1	63	60	16
	16,6	20,0	274	37,7	45,5	80	70	25
	20,8	25,0	343	47,3	56,8	100	90	35
	25,0	30,0	411	56,8	68,2	125	125	35
480	4,2	5,0	58	8,7	10,4	20	20	1,5
	5,0	6,0	69	10,4	12,5	20	25	1,5
	8,3	10,0	115	17,3	20,8	36	35	6
	10,0	12,0	138	20,8	25,0	50	40	10
	12,5	15,0	173	26,0	31,3	50	50	16
	16,6	20,0	230	34,6	41,7	80	70	16
	20,8	25,0	288	43,3	52,1	100	90	25
	25,0	30,0	345	52,1	62,5	100	100	35

Notas:

1. Fusíveis fornecidos no interior dos capacitores podem ter capacidade maior que as mostradas nesta tabela;
2. Esta tabela é correta para instalações em campo e reflete as recomendações do fabricante para proteção contra sobrecorrente de acordo com padrões internacionais.

No instante da ligação o capacitor se apresenta como um curto-circuito para a rede, exigindo desta forma uma corrente elevada que é limitada apenas pela própria rede. Por outro lado, desligar-se um capacitor é nitidamente mais fácil que desligar-se

LIGAÇÃO DE CAPACITORES EM MÉDIA TENSÃO

1. *O banco de capacitores deverá ser ligado em estrela não-aterrada em triângulo;*
2. *A instalação deverá possuir placas de advertência no disjuntor geral de entrada e no compartimento de medição, nas dimensões mínimas de 30cm x 20cm, com fundo preto e letras amarelas, com os seguintes dizeres : "CAPACITORES NA ALTA TENSÃO";*
3. *Os capacitores deverão possuir dispositivo de descarga interno e externo ao banco;*
4. *A instalação deverá possuir seccionadora tripolar com dispositivo para aterramento do banco de capacitores com alerta referente à sua manobra, intertravada mecânica ou elétricamente com o disjuntor de entrada da alimentação;*
5. *Recomenda-se que os bancos de capacitores instalados em média tensão possuam proteções adequadas de sobrecorrente e sobretensão que os desconectem ao ser atingido o limite de tensão da norma para o qual foram construídos.*

um motor de mesma potência, uma vez que o capacitor (ao contrário do motor) não procura conservar a sua corrente. Assim sendo, o desligamento de um capacitor não apresenta normalmente a formação de arco elétrico.

As tabelas 4.1 e 4.2 apresentadas anteriormente foram desenvolvidas baseadas nos critérios de dimensionamento descritos a seguir.

4.4.1 - Equipamentos de manobra

O dimensionamento de equipamentos de manobra segue as recomendações da norma IEC 831-1, aplicável a capacitores de baixa tensão. Ela estabelece que:

a) Os capacitores poderão suportar uma sobrecarga de até 30%, isto é, que a corrente máxima do capacitor pode chegar a 1,3 vezes a corrente nominal (sob tensão e frequências nominais);

b) A tolerância quanto a capacitância do capacitor é de -5 a +15% para unidades capacitivas e bancos até 100kVAr, e de 0 a +10% para bancos superiores a 100kVAr.

Face às considerações acima, a corrente de projeto I_P que constitui o ponto de partida para o dimensionamento dos equipamentos de manobra será:

4.13 **Corrente para equipamentos de manobra [A]**

$$I_{Pman} \geq 1{,}3 \times 1{,}1 \times I_{NC} \geq 1{,}43 \times I_{NC}$$

onde:

I_{Pman} = corrente de projeto para equipamentos de manobra [A];
I_{NC} = corrente nominal do capacitor [A].

4.4.2 - Equipamentos de proteção

FUSÍVEIS

A proteção de capacitores de baixa tensão basicamente é feita por fusíveis do tipo NH, de característica retardada. Preferencialmente, pode-se ligar até três capacitores em paralelo, protegidos pelo mesmo fusível.

A expressão 4.14 permite obter a corrente de projeto para dimensionamento do fusível, a fim de permitir a passagem em regime contínuo de até 165% da corrente nominal do capacitor.

4.14	Corrente para dimensionamento de fusíveis [A]
$I_{Nf} \geq 1{,}65 \times I_{NC}$	

onde:

I_{Nf} = corrente nominal do fusível [A];
I_{NC} = corrente nominal do capacitor [A].

DISJUNTORES

Os disjuntores para proteção e manobra dos capacitores deverão ser trifásicos e possuir capacidade de interrupção adequada, devendo ser dimensionados para permitir, em regime contínuo, a passagem de até 165% da corrente nominal do capacitor, conforme expressão 4.15.

4.15	Corrente para dimensionamento de disjuntores [A]
$I_{ND} \geq 1{,}65 \times I_{NC}$	

onde:

I_{ND} = corrente nominal do disjuntor [A];
I_{NC} = corrente nominal do capacitor [A].

4.4.3 - Dimensionamento de condutores

Os condutores de ligação do capacitor deverão ter capacidade para, no mínimo, 143% da corrente nominal do capacitor (NBR 5060), conforme expressão 4.16, além de levar em conta outros critérios de projeto, tais como: maneira de instalar, temperatura ambiente, agrupamento de circuitos, etc.

4.16	Corrente para dimensionamento de disjuntores [A]
$I_{P} \geq 1{,}43 \times I_{NC}$	

onde:

I_{P} = corrente de projeto para o dimensionamento do cabo [A];
I_{NC} = corrente nominal do capacitor [A].

No caso de capacitores para compensação individual de motores, se não for utilizada proteção independente para o capacitor, os condutores do ramal do capacitor não deverão ter

capacidade inferior a 1/3 do limite de condução de corrente dos condutores do ramal do motor.

Exemplo 4.4

Dimensionar os dispositivos de manobra, proteção e condutores para um capacitor trifásico, ligado a um ramal de um motor de 50cv, 380V, 1200rpm.

Solução:

A tabela 3.3 fornece-nos, para 50HP (1 HP = 1,013cv) e 1200rpm, potência reativa do capacitor igual a 20kVAr.

A corrente será dada pela expressão 4.10:

$$I_{NC} = \frac{Q_C}{\sqrt{3} \times U_N} = \frac{20.000VAr}{\sqrt{3} \times 380V} = 30,4A$$

Pode-se confirmar, pela tabela 4.1 (380V e 20kVAr), que a corrente é exatamente a calculada (30,4A). Devemos utilizar fusível de 50A e condutor de 6mm².

•••

Exemplo 4.5

A conta de energia elétrica de uma indústria revelou o consumo de 42.000kWh e indicou um fator de potência de 0,82. A alimentação em baixa tensão é de 380V entre fases. A frequência da corrente é 60Hz. Determinar os capacitores, fusível e cabo que deverão ser instalados no barramento de baixa tensão, a fim de se conseguir melhorar o fator de potência para 0,92. A indústria trabalha 250 horas por mês.

Solução:

1. *Consumo médio horário:*

$$P = \frac{42.000kWh}{250} = 168kW$$

2. *Entrando na tabela 3.1, com $\cos\varphi_1$ = 0,82 e $\cos\varphi_2$ = 0,92, obtemos o multiplicador 0,27. Aplicando a expressão 3.2, temos:*

$$Q_C = P \times \Delta tg = 168kW \times 0,27 = 45,69kVAr$$

3. *Na tabela 4.1, observamos que existe um capacitor de 50kVAr (380V), com fusível de 125A e cabo de ligação de seção nominal 25mm².*

●●●

4.5 - Segurança, instalação e manutenção de capacitores

4.5.1 - Manutenção de capacitores

Os capacitores não têm partes móveis que possam se desgastar e não exigem manutenção, exceto a verificação periódica dos fusíveis. Se existem condições de sobretensão, harmônicas, surtos de chaveamento ou vibrações, os fusíveis devem ser verificados mais frequentemente.

Normalmente, os capacitores, em operação normal, apresentam um leve aquecimento perceptível com o toque. Se a caixa estiver fria, verifique se os fusíveis estão queimados ou se alguma chave está desligada. Verifique também se há caixas abauladas pela pressão interna ou tampas abauladas que assinalam que o interruptor de segurança foi acionado.

4.5.1.1 - Manutenção preventiva

a) Mensal

- Verifique visualmente em todas as unidades capacitivas se houve atuação do dispositivo de segurança interno, indicado pela expansão da caneca de alumínio no sentido longitudinal. Caso positivo, substituir por outra com a mesma potência;
- Verifique se há fusíveis queimados. Caso positivo, tentar identificar a causa antes da troca. Usar fusíveis com corrente nominal indicada no catálogo;
- Verificar o funcionamento adequado dos contatores;
- Nos bancos com ventilação forçada, comprovar o funcionamento do termostato e do ventilador. Medir a temperatura interna (máxima de 45ºC);
- Medir a tensão e a corrente das unidades capacitivas;
- Verificar o aperto das conexões (*fast-on*) dos capacitores.

Obs: sempre que um terminal tipo *"fast-on"* for desconectado, deverá ser reapertado antes de ser reconectado.

ATENÇÃO

Pode-se utilizar contatores magnéticos convencionais para manobras de capacitores para correção individual ou em grupo. Sua manobra depende de um contato auxiliar do contator principal da chave de partida. O contator pode ser dispensado para carga de baixa inércia ou sempre que a corrente nominal do capacitor for menor ou igual a 90% da corrente nominal de excitação do motor

b) Semestral

- Efetuar limpeza completa do armário metálico interna e externamente, usando álcool isopropílico;
- Repetir todos os procedimentos do item anterior (mensal);
- Reapertar todos os parafusos dos contatos elétricos e mecânicos;
- Medir a temperatura dos cabos conectados ao contator;
- Verificar estado de conservação das vedações contra a entrada de insetos e outros objetos;
- Instalação dos cabos de sinal de corrente e tensão muito próximos ao barramento (< 50cm), causando interferências eletromagnéticas;

4.5.2 - Cuidados na aplicação de capacitores

Com relação aos aspectos de segurança, devem ser atendidos os seguintes itens:

1. Após a desenergização de um capacitor, deve-se esperar no mínimo cinco minutos para sua reenergização ou aterramento de seus bornes. Isto porque o capacitor retém carga por alguns minutos, mesmo desligado;
2. Antes de se tocar nos terminais de um capacitor, este deve estar devidamente aterrado, observando-se a precaução acima;
3. Deve-se evitar a energização simultânea de dois ou mais banco de capacitores;
4. Para capacitores ligados em média tensão, é necessário que as operações de ligar e desligar sejam feitas utilizando-se o disjuntor principal da instalação antes de se abrir ou fechar a chave principal do banco de capacitores, salvo o caso de banco de capacitores com manobra através de disjuntor próprio;
5. Os capacitores devem ser instalados em local bem ventilado e com espaçamento adequado entre as unidades (mínimo de 5cm);
6. Quando for adotado o banco de capacitores em média tensão, é necessário que o disjuntor tenha capacidade para manobrar o banco em questão;
7. As estruturas de suporte e carcaça dos capacitores deverão ser rigidamente aterradas;

8. O capacitor não deve ser energizado estando com tensão residual superior a 10% de sua tensão nominal;
9. Manter a corrente de surto menor que 100 vezes a corrente nominal;
10. A temperatura não deve ultrapassar o limite máximo do capacitor: Máximo 50ºC; Média 24h: 40ºC; Média anual: 30ºC (conforme IEC);
11. Não utilizar os terminais das células para fazer interligações entre si, pois assim a corrente que circula nos terminais aumenta, aquece os terminais e provoca vazamento nas células.

4.5.3 - Interpretação dos parâmetros dos capacitores

a) Temperatura de operação:

Temperatura de operação: são os limites de temperatura das células, montadas dentro dos capacitores. Não confundir com temperatura ambiente.

b) Máxima Tensão Permissível (IEC 831/1):

- 1,0 x U_N - Duração contínua: maior valor médio durante qualquer período de energização do banco.
- 1,1 x U_N - Duração de 8h a cada 24h de operação (não contínuo) - Flutuações do sistema.
- 1,15 x U_N - Duração de 30 min. a cada 24h de operação (não contínuo) - Flutuações do sistema.
- 1,20 x U_N - Duração de 5 min. (200 vezes durante a vida do capacitor) - Tensão a carga leve.
- 1,30 x U_N - Duração de 1 min. (200 vezes durante a vida do capacitor).

Obs: Causas que podem elevar a tensão nos terminais dos capacitores:

- Aumento da tensão da rede elétrica;
- Fator de potência capacitivo;
- Harmônicas da rede;
- Descargas atmosféricas;
- Mau contato nos cabos e fusíveis;
- Tempo de religamento (banco automático) muito curto;
- Ligar e desligar os capacitores, sem respeitar o tempo de religação mínimo).

c) Máxima corrente permissível (1,3 x I_N):

É a corrente máxima permitida, considerando os efeitos das harmônicas e a sobretensão por curtos períodos de tempo (não confundir com corrente nominal).

d) Perdas por Joule kVAr:

Este dado é importante para dimensionar a temperatura interna do banco de capacitores.

e) Corrente de Pico Transitória Máxima (100 x I_N):

É a máxima corrente de surto na energização do capacitor

NOTA: deve-se ter um cuidado especial com o instrumento de medição utilizado que deve ser do tipo **True RMS**.

f) Utilização de capacitores com tensão nominal reforçada, ou seja, acima do valor de operação da rede:

- Capacitor com U_N de 380V/60Hz em rede 220V/60Hz: a potência nominal do mesmo fica reduzida em 220^2 / 380^2 = 0,335, ou seja, 66,5%;
- Capacitor com U_N de 440V/60Hz em rede 380V/60Hz: a potência nominal do mesmo fica reduzida em 380^2 / 440^2 = 0,746, ou seja, 25,4%;
- Capacitor com U_N de 880V/60Hz em rede 440V/60Hz: a potência nominal do mesmo fica reduzida em 440^2 / 480^2 = 0,84, ou seja, 16%.

NOTA: é necessário sobredimensionar a potência nominal dos capacitores dividindo a mesma pelo fator de redução.

4.5.4 - Cuidados na instalação de capacitores

Local da instalação

- Evitar exposição ao sol ou proximidade de equipamentos com temperaturas elevadas;
- Não bloquear a entrada e saída de ar dos gabinetes;
- Os locais devem ser protegidos contra materiais sólidos e líquidos em suspensão (poeira, óleos);
- Evitar instalação de capacitores próximo do teto (calor);
- Evitar instalação de capacitores em contato direto sobre painéis e quadros elétricos (calor);
- Cuidado na instalação de capacitores próximo de cargas não lineares.

ATENÇÃO

Em instalações elétricas com fonte de alimentação alternativa através de grupo gerador, aconselha-se que todos os capacitores sejam desligados, pois o próprio grupo gerador pode corrigir o fator de potência da carga, evitando assim problemas tais como perda de sincronismo e excitação, pelo fato do gerador operar fora da sua curva de capabilidade (curva de operação).

Localização dos cabos de comando

Os cabos de comando deverão estar preferencialmente dentro de tubulações blindadas com aterramento na extremidade do Controlador Automático do Fator de Potência.

Cuidados na instalação localizada

Alguns cuidados devem ser tomados quando se decide fazer uma correção de fator de potência localizada:

a) Cargas com alta inércia

Por exemplo, ventiladores, bombas de recalque, exaustores, etc.

Deve-se instalar contatores para a comutação do capacitor, pois o mesmo quando é permanentemente ligado a um motor, podem surgir problemas quando o motor é desligado da fonte de alimentação. O motor ainda girando irá atuar como um gerador e fazer surgir sobretensão nos terminais do capacitor.

Pode-se dispensar o contator para o capacitor, desde que sua corrente nominal seja menor ou igual a 90% da corrente de excitação do motor (NBR 5060).

b) Inversores de Frequência

Inversores de frequência que possuam reatância de rede conectada na entrada dos mesmos, emitirão baixos níveis de frequências harmônicas para a rede.

Se a correção do fator de potência for necessária, aconselha-se a não instalar capacitores no mesmo barramento de alimentação do(s) inversor(es). Caso contrário, instalar em série com os capacitores Indutores Anti-harmônicas.

c) Soft-starter

Deve-se utilizar um contator protegido por fusíveis retardados (gL - gG) para manobrar o capacitor, o qual deve entrar em operação depois que o *soft-starter* entrar em regime.

É sempre importante medir as harmônicas de tensão e corrente se o capacitor for inserido no mesmo barramento do *soft-starter*.

4.6 - Principais consequências da instalação incorreta de capacitores

a) Queima do Indutor de Pré-Carga do Contator Especial

Causas:

- Repique do contator, que pode ser causado pelo repique do controlador;

b) Queima de Fusíveis

Causas:

- Harmônicas na rede, gerando ressonância série, provocando sobrecorrente;
- Desequilíbrio de tensão;
- Fusíveis ultra-rápidos (usar fusível retardado);
- Aplicar tensão em capacitores ainda carregados.

c) Expansão da Unidade Capacitiva

Causas:

- Repique no contator que pode ser causado pelo repique do controlador;
- Temperatura elevada;
- Tensão elevada;
- Corrente de surto elevada (> 100x I_N);
- Descargas atmosféricas;
- Chaveamento de capacitores em bancos automáticos sem dar tempo (30 a 180s) para a descarga dos capacitores;
- Final de vida.

d) Corrente especificada abaixo da nominal

Causas:

- Tensão do capacitor abaixo da nominal;
- Células expandidas.

e) Aquecimento nos terminais da unidade capacitiva (vazamento da resina pelos terminais)

Causas:

- Mau contato nos terminais de conexão;
- Erro de instalação (ex: solda mal feita nos terminais);
- Interligação entre células capacitivas, conduzindo corrente de uma célula para outra via terminal.

f) Tensão acima da nominal

Causas:

- Fator de potência ter ficado unitário, mesmo não tendo harmônicas, porém provocou ressonância paralela.
- Efeito da ressonância paralela entre capacitores e a carga.

g) Corrente acima da nominal

Causas:

- Efeito de ressonância série entre os capacitores e o transformador, provocado pela igualdade entre a frequência do transformador e a frequência de alguma harmônica significativa na instalação.

CAPÍTULO 5: CORREÇÃO EM REDES COM HARMÔNICAS

NESTE CAPÍTULO VOCÊ VERÁ:

- *O que são harmônicas?*
- *Origem das harmônicas;*
- *Problemas causados pelas harmônicas;*
- *Fator de potência com harmônicas;*
- *Efeitos da ressonância.*

A qualidade da energia tem sido alvo de muito interesse e discussão nos últimos anos. Cada vez mais, os técnicos responsáveis pelas plantas industriais têm descoberto as dificuldades causadas pelo problema da "*energia suja*". Esta é a expressão popular usada para descrever uma grande variedade de contaminações na corrente e na tensão elétrica.

Distorção harmônica é um tipo específico de energia suja, que é normalmente associada com a crescente quantidade de acionamentos estáticos, fontes chaveadas e outros dispositivos eletrônicos nas plantas industriais, os quais chamamos de *cargas não-lineares*.

A tarefa de corrigir o fator de potência em uma rede elétrica com harmônicas é mais complexa, pois harmônicas podem interagir com os capacitores causando fenômenos de ressonância.

5.1 - O que são harmônicas?

Tecnicamente, uma harmônica é a componente de uma onda periódica cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental (no caso da energia elétrica no Brasil, de 60 Hz), ou seja, H_1 = fundamental ou 60Hz; H_2 = 120Hz, H_3 = 180Hz, etc. A melhor maneira de explicar isto é com as figuras 5.1 e 5.2.

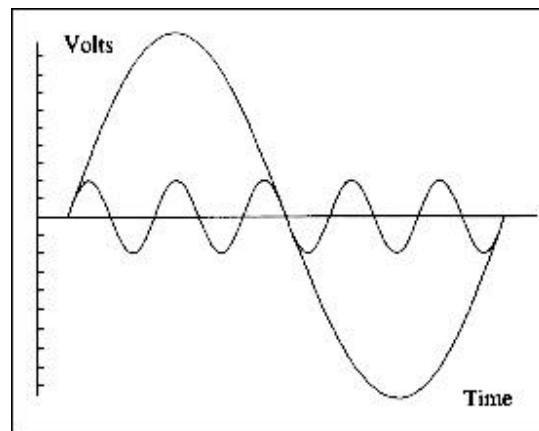



Figura 5.1 - Senóides fundamental (H_1) e H_5.

Na figura 5.1, vemos duas curvas: uma onda senoidal normal (frequência fundamental H_1), representando uma corrente de energia "limpa", e outra onda menor, representando uma harmônica (harmônica H_5).

Esta segunda onda menor representa a harmônica de quinta ordem, o que significa que sua frequência é de 5 x 60 Hz, ou 300 Hz.

ATENÇÃO

O sinal da figura 5.2 é a soma ponto a ponto dos sinais H_1 e H_5 da figura 5.1, os quais são formados por senóides perfeitas de amplitudes e frequências diferentes, chamadas de harmônicas.

Na figura 5.2, vemos como ficaria a soma das duas curvas. Esta curva resultante mostra bem a distorção harmônica da curva de tensão, que deixa de ser perfeitamente senoidal na presença de harmônicas.

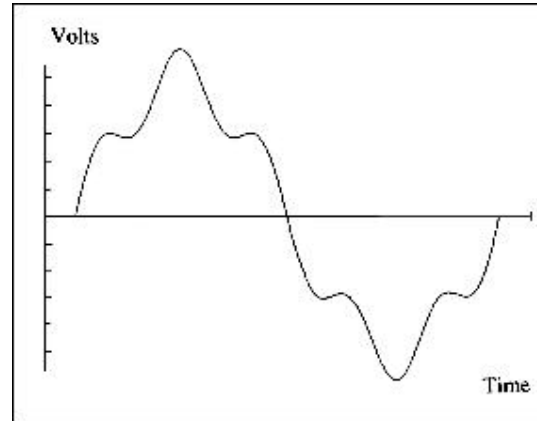



Figura 5.2 - Soma das curvas da figura 5.1.

Harmônicas são um fenômeno contínuo, e não devem ser confundidas com fenômenos de curta duração que duram apenas alguns ciclos. Transientes, disturbações elétricas, picos de sobretensão e subtensão não são harmônicas. Estas perturbações no sistema podem normalmente ser eliminadas com a aplicação de filtros de linha (supressores de transientes). Entretanto, estes filtros de linha não reduzem ou eliminam correntes e tensões harmônicas.

A natureza e a magnitude das harmônicas geradas por cargas não-lineares dependem de cada carga especificamente, mas algumas generalizações podem ser feitas.

O grau com que harmônicas podem ser toleradas em um sistema de alimentação depende da susceptibilidade da carga (ou da fonte de potência). Os equipamentos menos sensíveis, geralmente, são os de aquecimento (carga resistiva), para os quais a forma de onda não é relevante. Os mais sensíveis são aqueles que, em seu projeto, assumem a existência de uma alimentação senoidal como, por exemplo, equipamentos de comunicação e processamento de dados. No entanto, mesmo para as cargas de baixa susceptibilidade, a presença de harmônicas (de tensão ou de corrente) podem ser prejudiciais, produzindo maiores esforços nos componentes e isolantes.

As harmônicas que causam problemas geralmente são as harmônicas ímpares. A magnitude da corrente harmônica diminui com o aumento da frequência.

5.1.1 - Ordem, frequência e sequência das harmônicas

Os sinais harmônicos são classificados quanto à sua *ordem*, *frequência* e *sequência*, conforme mostra a tabela 5.1. Em uma situação ideal, onde existisse somente um sinal de frequência 60Hz, haveria apenas, como visto, a harmônica de ordem 1 (H_1). Observado-se a tabela 5.1, vemos que há dois tipos de harmônicas: *ímpares* e *pares*. As ímpares são encontradas nas instalações elétricas em geral e as pares existem somente nos casos em que há assimetrias do sinal devido à presença de componente contínua.

A sequência pode ser positiva, negativa ou nula (zero). Tomando-se como exemplo um motor assíncrono trifásico alimentado por quatro condutores (3F + N), as harmônicas de sequência positiva tenderiam a fazer o motor girar no mesmo sentido que o da componente fundamental, provocando uma sobrecorrente nos seus enrolamentos que causaria um aumento de temperatura, reduzindo a vida útil e permitindo a ocorrência de danos ao motor. Essas harmônicas de sequência positiva provocam, geralmente, aquecimentos indesejados em condutores, motores, transformadores, etc.

As harmônicas de sequência negativa fariam o motor girar em sentido contrário ao do giro produzido pela fundamental, freando o motor e também causando aquecimento indesejado. Por sua vez, as harmônicas de sequência nula ou zero, não provocam efeitos no sentido da rotação do motor, porém somam-se algebricamente no condutor neutro.

Isso implica que podem ocorrer situações em que pelo condutor neutro pode circular uma corrente de terceira ordem (veja pela tabela 5.1, que uma corrente harmônica de ordem 3 tem frequência zero), que é três vezes maior do que a corrente de terceira ordem que percorre cada condutor fase. Com isso, ocorrem aquecimentos excessivos do condutor neutro, destruição de bancos de capacitores, etc.

Tabela 5.1
Classificação dos sinais harmônicos

Ordem	Frequência [Hz]	Sequência
1	60	+
2	120	-
3	180	0
4	240	+
5	300	-
6	360	0
n	n x 60	+, -, 0 ...

5.1.2 - Espectro harmônico

O chamado ***espectro harmônico*** permite decompor um sinal em suas componentes harmônicas e representá-lo na forma de um gráfico de barras, onde cada barra representa um frequência harmônica com sua frequência, valor eficaz e defasagem.

O espectro harmônico é uma representação da forma de onda no domínio da frequência. Teoricamente, o espectro harmônico de um sinal deformado qualquer chegaria ao infinito. Na prática, geralmente limita-se ao número de harmônicas a serem medidas e analisadas por volta da ordem número 40, uma vez que raramente os sinais acima dessa ordem são significativos a ponto de poderem perturbar o funcionamento de uma instalação.

A figura 5.3 mostra a o espectro harmônico de um sinal senoidal (como o da figura 5.1), enquanto a figura 5.4 apresenta o espectro harmônico de uma onda bastante distorcida (figura 5.2), repleta de harmônicas, sobretudo as de ordem 3, 5, 7 e 9.

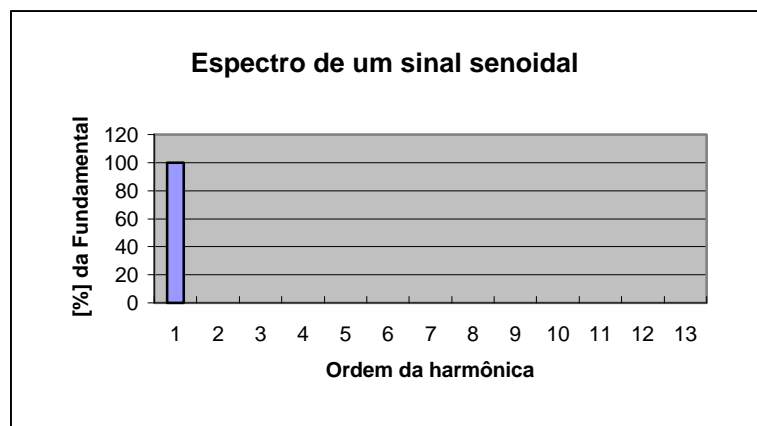



Figura 5.3 - Espectro harmônico de um sinal senoidal.

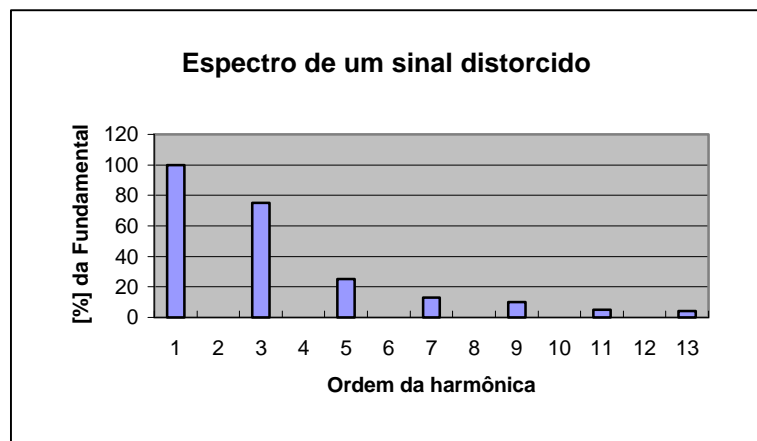



Figura 5.4 - Espectro harmônico de um sinal distorcido.

5.2 - Origem das Harmônicas

Até bem pouco tempo atrás, todas as cargas eram lineares, com a corrente acompanhando a curva senoidal da tensão.

Entretanto, o emprego cada vez mais acentuado de equipamentos com características não-lineares, tais como retificadores, conversores, máquinas de solda elétrica ou a arco, dentre outros, nas unidades consumidoras, causam distorções na forma de onda da corrente ou tensão, gerando o que se chama **distorções por componentes harmônicas**, as quais causam um ruído adicional na linha, e esse ruído gera calor.

Tabela 5.2 Exemplos de equipamentos lineares e não-lineares
Cargas lineares
▪ Motores; ▪ Lâmpadas Incandescentes; ▪ Cargas resistivas.
Cargas não-lineares
▪ Acionamentos em corrente contínua; ▪ Conversores/inversores de frequência; ▪ Fornos de Indução ▪ Lâmpadas de descarga (ex: fluorescentes); ▪ Computadores, "no-breaks", retificadores e estabilizadores; ▪ Máquinas de solda; ▪ Fontes chaveadas

Em razão disso, as conseqüências mais comuns são: sobrecarga nos circuitos elétricos, aumento da queda de tensão, redução do fator de potência da instalação, aumento da corrente pelo neutro, operação inadequada da proteção, sobreaquecimento de transformadores, motores e capacitores, além de interferência nos sistemas de computação, controle e comunicação.

A instalação de capacitores, por si só, não provoca o surgimento dessas distorções (não geram harmônicas), mas, pela interação entre estes e as componentes harmônicas, pode-se agravar a situação, devidos aos efeitos de ressonância (ver 5.5).

Dessa forma, um bom estudo da melhoria do fator de potência deve ser precedido de uma verificação da possível presença de componentes harmônicas no circuito, através de medição e ou simulação dos níveis de distorção pré-existentes e resultantes, bem como eventuais medidas para sua redução.

5.2.1 - Classificação das cargas não-lineares

Atualmente as cargas não-lineares são classificadas em três categorias de acordo com a natureza da deformação:

a) CATEGORIA 1

Nesta categoria encontram-se os equipamentos com característica operativa de arcos voltaicos, tais como: fornos a arco, máquinas de solda, lâmpadas de descarga e outros. A natureza da deformação da corrente é oriunda da não linearidade do arco voltaico.

b) CATEGORIA 2

Nesta categoria encontram-se os equipamentos de núcleo magnético saturado, tais como: reatores e transformadores de núcleo saturados. A natureza da deformação da corrente é oriunda da não linearidade do circuito magnético.

c) CATEGORIA 3

Nesta categoria encontram-se os equipamentos eletrônicos, tais como: inversores, retificadores, UPS, televisores, microondas, computadores e outros. A natureza da deformação da corrente é oriunda da não linearidade dos componentes eletrônicos.

5.3 - Problemas causados pelas Harmônicas

Altos níveis de distorção harmônica numa instalação elétrica podem causar problemas para as redes de distribuição das concessionárias e para a própria instalação, assim como para os equipamentos ali instalados.

O aumento de tensão na rede causado pela distorção harmônica acelera a fadiga dos motores e as isolações de fios e cabos, o que pode ocasionar queimas, falhas e desligamentos. Adicionalmente, as harmônicas aumentam a corrente RMS (devido a ressonância série), causando elevação nas temperaturas de operação de diversos equipamentos e diminuição de sua vida útil.

Essas ondas de freqüência superior à fundamental, causam vários danos ao sistema, entre os quais podemos destacar:

- Aumento das perdas nos estatores e rotores de máquinas rotativas, causando superaquecimento danoso às máquinas;
- O fluxo de harmônicas nos elementos de ligação de uma rede leva a perdas adicionais causadas pelo aumento do valor RMS da corrente, além do surgimento de quedas de tensão harmônicas nas várias impedâncias do circuito. No

caso dos cabos há um aumento de fadiga dos dielétricos, diminuindo sua vida útil e aumentando os custos de manutenção. O aumento das perdas e o desgaste precoce das isolações também podem afetar os transformadores do sistema elétrico;

- Distorção das características de atuação de relés de proteção;
- Aumento do erro em instrumentos de medição de energia, que estão calibrados para medir ondas senoidais puras;
- Interferência em equipamentos de comunicação, aquecimento em reatores de lâmpadas fluorescentes, interferência na operação de computadores e em equipamentos para variação de velocidade de motores, etc;
- Aparecimento de ressonâncias (excitadas pelas harmônicas) entre capacitores para correção de fator de potência e o restante do sistema, causando sobretensões e sobrecorrentes que podem causar sérios danos ao sistema. As correntes de alta freqüência, que encontrarão um caminho de menor impedância pelos capacitores, elevarão as suas perdas ôhmicas. O decorrente aumento no aquecimento do dispositivo encurta a vida útil do capacitor.

5.4 - Fator de potência com harmônicas

Quando há distorção harmônica na instalação elétrica, o triângulo de potências sofre uma alteração, recebendo uma terceira dimensão provocada pela potência aparente necessária para sustentar a distorção da freqüência fundamental (50/60 Hz), conforme mostra a figura 5.5.

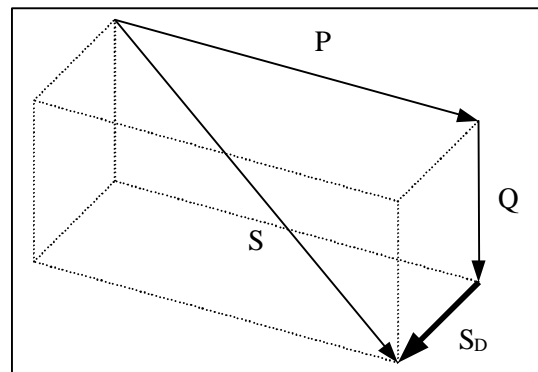



Figura 5.5 - Distorção da potência aparente (S_D).

5.4.1 - Fator de Potência Real

O Fator de Potência Real leva em consideração a defasagem entre a corrente e a tensão, os ângulos de defasagem de cada harmônica e a Potência Reativa para produzi-las. Seu valor é sempre menor que o fator de potência de deslocamento sendo que a correção deverá ser feita pelo fator de potência real.

Estas medidas deverão ser feitas por equipamentos especiais. Os instrumentos convencionais, tipo bancada ou alicate, são projetados para medir formas de onda senoidal pura, ou seja, sem nenhuma distorção. Porém, devemos admitir que, atualmente, são poucas as instalações que não têm distorção significativa na senóide de 50/60Hz. **Nestes casos, os instrumentos de medida devem indicar o valor RMS verdadeiro (conhecido como TRUE RMS), identificado no próprio aparelho**.

5.4.2 - Fator de Potência de Deslocamento

O Fator de Potência de Deslocamento considera apenas a defasagem entre a corrente e a tensão na freqüência fundamental. Em regime permanente senoidal o fator de potência é entendido como sendo um fator que representa o quanto da potência aparente é transformada em potência ativa (cobrado pela concessionária).

Introduzido o conceito de "Fator de Potência de Deslocamento", cuidado com o conceito de fator de potência, compreendido, erroneamente, por parcela significativa dos recursos humanos da área técnica, como o coseno do "ângulo de defasamento entre tensão e corrente". O "fator de deslocamento" somente será numericamente igual ao "fator de potência real" se as formas de onda de tensão e corrente forem **perfeitamente senoidais**, sem distorção harmônica alguma, ou seja, somente para cargas totalmente lineares. Esta é uma questão hipotética impossível e inexistente nos sistemas elétricos em geral atuais. Em todos os setores industrial, comercial e residencial, significativo volume de cargas elétricas não lineares levam o sistema a conviver com formas de onda de corrente distorcidas, com significativas taxas de distorção harmônica. Esta distorção harmônica pode resultar em significativa energia reativa em circulação pelo sistema elétrico, e, consequentemente o fator de potência será reduzido. Portanto, fator de potência (o real!) tem apenas uma definição, e, sempre que houver distorção harmônica na corrente e até mesmo na tensão, jamais será igual ao "fator de deslocamento".

Por outro lado, há de se lembrar ainda que, caso existam harmônicos de mesma ordem tanto na tensão quanto na corrente, haverá ainda potência ativa consumida proveniente destes harmônicos, mesmo em cargas puramente resistivas, quando as mesmas forem alimentadas por estas tensões e correntes distorcidas.

Quanto à correção do fator de potência, uma vez que o conceito está de maneira geral mal entendido, infelizmente o "conceito nacional" de correção do fator de potência é a instalação de banco de capacitores, comutados ou não. Entretanto, estes bancos de capacitores, também denominados de "compensadores de fator de potência", somente corrigem o ângulo de deslocamento entre as fundamentais de tensão e corrente do sistema, ou seja, existindo elevado conteúdo harmônico na corrente este sistema não é eficaz. Por quê? Porque fator de potência não é fator de deslocamento! Consequentemente, os reativos devido aos harmônicos continuarão presentes, exigindo maiores valores eficazes de corrente do sistema. Aliás, além de ineficiente em termos energéticos, poderá resultar em outros diversos problemas após sua instalação, por exemplo: ressonâncias poderão ocorrer, resultando em elevação dos níveis de tensão, além de outros problemas operacionais. Por outro lado, apesar da necessidade de instalação de "filtros ativos" para corrigir eficientemente tais problemas, está também provado que a "correção ativa" do fator de potência no próprio equipamento eletroeletrônico, reduz as perdas totais e percentuais no sistema, além de aumentar a economia em termos financeiros, ao longo da vida útil destes equipamentos, quando comparado por exemplo com correções na central de cargas, no secundário, ou no primário dos transformadores de alimentação ou distribuição. Portanto, não é sem razão que as normas IECs exigem correções individuais nos mais diversos equipamentos eletroeletrônicos.

Fator de Distorção

O Fator de Distorção (FD) é calculado através da expressão 5.1.

5.1	Fator de Distorção [%]

$$FD = \frac{Un}{U_1} \times 100$$

Onde:

U_n - tensão da harmônica "n";

U_1 - tensão fundamental (RMS).

Distorção harmônica

A determinação da Distorção Harmônica Total - DHT, para tensão e corrente, é feita conforme equações 5.2 e 5.3.

5.2 Distorção Harmônica Total de tensão [%]

$$DHT_u = \left[\frac{\sqrt{U_2^2 + U_3^2 + U_4^2 + ... + U_n^2}}{U_1} \right] \times 100$$

5.3 Distorção Harmônica Total de corrente [%]

$$DHT_i = \left[\frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + ... + I_n^2}}{I_1} \right] \times 100$$

5.4.3 - Cálculo do fator de Potência com Harmônicas

Aos levarmos em consideração a presença das harmônicas em uma instalação elétrica, as expressões para o cálculo do fator de potência tornam-se diferentes em relação àquelas vistas anteriormente, sendo apresentada pela expressão 5.4:

$$FP = \frac{1}{\sqrt{1 + DHT^2}} \times \cos j$$

$$DHT_i = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{n} I_i^2}}{I_1}$$

5.4 Fator de Potência na presença de harmônicas

$$FP = \frac{I_1 \times \cos j}{\sqrt{I_1^2 + \sum_{i=2}^{n} I_i^2}}$$

Onde:

I_1 = corrente fundamental (valor eficaz - RMS)
I_n = corrente da harmônica "n"

ATENÇÃO

Em uma planta industrial que contenha capacitores para correção de fator de potência, as distorções harmônicas podem ser amplificadas em função da interação entre os capacitores e o transformador de serviço. Este fenômeno é comumente chamado de ressonância harmônica ou ressonância série.

Muitos dizem, erroneamente, que os causadores das harmônicas são os capacitores. Na verdade, capacitores não geram harmônicas, e sim agravam os problemas potenciais das harmônicas. Eles são os equipamentos mais sensíveis às harmônicas, e os que mais sofrem na presença delas. Talvez por esta razão, problemas de harmônicas frequentemente não são conhecidos até que são aplicados capacitores para correção de fator de potência.

5.4.4 - Espectro de Frequências Harmônicas

Entende-se por espectro de frequências harmônicas um gráfico ou tabela da amplitude de tensão ou corrente em função das frequências harmônicas (ver item 5.1.2).

Geralmente tais amplitudes são apresentadas em percentuais ou em p.u. (por unidade) da amplitude da fundamental (frequência da rede).

A DHT (Distorção Harmônica Total) é definida em consequência da necessidade de determinar numericamente as harmônicas presentes em um dado ponto da instalação.

São definidos, como já apresentado, dois valores para DHT, sendo uma para a tensão (DHTu) e outro para corrente (DHTi), os quais indicam, respectivamente, o grau de distorção da ondas de tensão e corrente, quando comparadas com as senóides puras.

Por definição, em sinal que possua uma DHT igual a zero é um sinal senoidal puro, sem distorção, livre de harmônicas e, consequentemente, um sinal com um valor de DHT elevado

Com medições realizadas com analizador de harmônicas, pode-se obter os valores de sobretensão e sobrecorrente, de acordo com as expressões 5.5 e 5.6. Observe que na expressão 5.5, a sobretensão máxima não deve ultrapassar a 10% (tolerância por 8 horas contínuas a cada 24 horas) e na expressão 5.6 a sobrecorrente máxima não deve ultrapassar a 30% continuamente.

5.5 Distorção Harmônica Total (sobretensão)

$$DHT_u = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} \frac{U_{Hn}}{U_N}} \leq 1{,}10$$

onde:

U_{Hn}/U_N = relação entre a tensão do harmônico de ordem "n" e a tensão nominal (tensão RMS da rede);

n = número de ordem do harmônico.

5.6 Distorção Harmônica Total (sobrecorrente)

$$DHT_i = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} \frac{I_{Hn}}{I_N}} \leq 1{,}30$$

onde:

I_{Hn}/I_N = relação entre a corrente do harmônico de ordem "n" e a corrente nominal (corrente RMS da rede);
n = número de ordem do harmônico.

5.5 - Efeitos da Ressonância

Quando se tem harmônicas presentes na rede elétrica acima dos valores pré-estabelecidos anteriormente, corre-se o risco que ocorra ressonância série entre o trafo e o capacitor (ou banco de capacitores) ou ressonância paralela entre os mesmos e as cargas (motores, etc). Nesta situação, usa-se indutores anti-harmônicas em série com os capacitores, os quais evitam a ressonância do(s) capacitores(es) com todo o espectro de harmônicas que possa ser gerado.

O fenômeno da ressonância série ou paralela também pode ocorrer em instalações livres de harmônicas e com fator de potência unitário. Nesta condição, a impedância capacitiva, submetendo a instalação elétrica aos efeitos danosos da ressonância.

A **Ressonância Série** é a condição na qual as reatâncias capacitiva e indutiva de um circuito RLC (resistor + capacitor + indutor) são iguais. Quando isso ocorre, as reatâncias se cancelam entre si e a impedância do circuito se torna igual à resistência, a qual é um valor muito pequeno, o que conduz praticamente a um curto-circuito na frequência de ressonância. Ocorre entre o transformador de força e os capacitores (ou banco de capacitores) ligados num mesmo barramento.

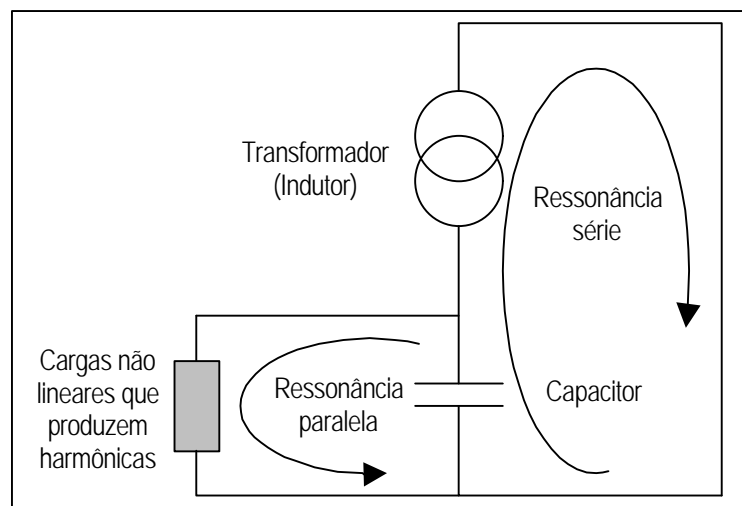



Figura 5.6 - Diagrama Série-paralelo representando as ressonâncias.

ATENÇÃO

A co-existência de cargas não lineares e capacitores é possível. Você não precisa se abdicar dos benefícios da melhoria do seu fator de potência quando há muitos controles automáticos eletrônicos de potência e computadores. Basta utilizar Indutores e Filtros Anti-harmôncias.

A ressonância série é a responsável por sobrecorrentes que danificam os capacitores e os demais componentes do circuito.

A **Ressonância Paralela** baseia-se na troca de energia entre um indutor e um capacitor ligados em paralelo com uma fonte de tensão. Na condição ressonância paralela a corrente de linha é nula porque a soma vetorial das correntes no circuito "tanque" é zero.

A tensão e a impedância resultante assumem valores muito elevados.

5.5.1 - Cálculo da Frequência de Ressonância

Deverá ser calculada para cada estágio do banco mais a correção do transformador, pois se for muito próxima da frequência de alguma harmônica, deverão ser instalados mais capacitores ou indutores anti-harmônica, conforme expressão 5.7:

5.7 Frequência de ressonância

$$f_r = f_0 \times \left(\frac{\sqrt{S_{tr}}}{Z \times Q_c} \right)$$

onde:

f_0 = frequência da fundamental (50/60Hz);

f_r = frequência de ressonância [Hz];

S_{tr} = potência aparente do transformador [kVA];

Z = impedância do transformador [Ω];

Q_C = potência reativa de cada estágio mais o banco fixo [kVAr].

O número da harmônica (h) em relação a fundamental f_0 é dado pela expressão 5.8:

5.8 Número da harmônica em relação a fundamental

$$h = \frac{f_r}{f_0}$$

Quando "h" está muito próximo dos valores das harmônicas mais fortes presentes no sistema e geradas pelos equipamentos não lineares, por exemplo 3, 5, 7, 11, ..., então a ressonância aumenta consideravelmente a distorção harmônica.

5.5.2 - Proteções contra harmônicas

Quando, após o levantamento das cargas não-lineares da instalação, estas não ultrapassarem 20% da carga total, pode-se corrigir o fator de potência somente com capacitores, pois é pouca a possibilidade de haver problemas com harmônicas. Entretanto, se o total de cargas não-lineares ultrapassar 20% da carga total instalada, deverá ser efetuada uma medição detalhada dos níveis de harmônicas. Detectando-se a existência de harmônicas na instalação elétrica, deve-se obedecer o seguinte critério:

- Limite de distorção harmônica individual de tensão deverá ser menor ou igual à 3%;
- Limite de distorção harmônica de tensão (DHT_u) deverá ser igual ou menor à 5%;

Ultrapassando-se estes limites deverão ser instalados indutores de proteção anti-harmônicas nos capacitores ou filtros para as harmônicas significativas (conforme IEEE Std. 519 "*Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Eletrical Power Sistems*").

Nesta condição, utilize capacitores com tensão reforçada, ou seja, capacitores com tensão nominal 10% acima da tensão da rede.

Tabela 5.3
Proteção contra harmônicas

Indutor Anti-harmônica	Filtro Anti-harmônica
Protege os capacitores contra harmônicas e correntes de surto, porém as harmônicas permanecem na rede elétrica	Elimina uma harmônica específica da rede elétrica evitando assim problemas na instalação e nos equipamentos. Caso existam problemas com mais de uma harmônica, deve-se colocar um filtro individual para cada uma delas. Um filtro de harmônicas é essencialmente um capacitor para correção de fator de potência combinado em série com um reator (indutor), chamado de ***filtro LC***.

5.6 - Fluxograma da correção do Fator de Potência na presença de harmônicas

A figura 5.7 representa a metodologia a ser adotada para correção do fator de potência em sistemas elétricos industriais na presença de harmônicas.

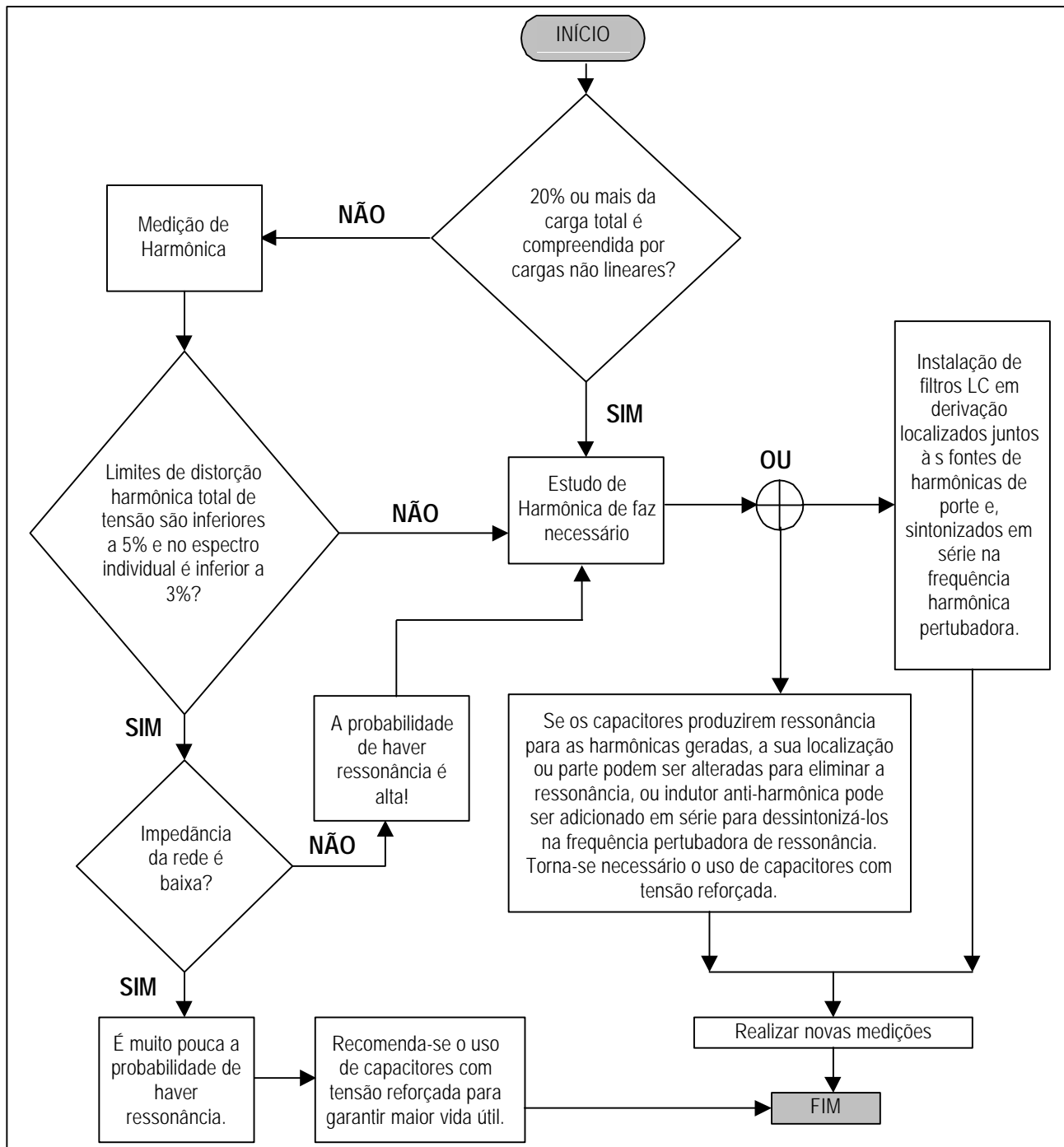



Figura 5.7 - Fluxograma da correção do fator de potência em sistemas elétricos na presença de harmônicas.

CAPÍTULO 6: LEGISLAÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA

NESTE CAPÍTULO VOCÊ VERÁ:

- *O que é demanda?*
- *Tarifação da energia elétrica.*
- *Classificação dos consumidores de energia.*
- *Controle da demanda e do fator de potência.*
- *Legislação do fator de potência.*
- *Cuidados ao corrigir o fator de potência de uma instalação.*

06 EXEMPLOS PRÁTICOS

Em face do crescente uso de automação nas indústrias e do aumento das multas e ajustes cobrados pelas concessionárias, o gerenciamento da energia elétrica vem se tornando uma necessidade para as empresas interessadas em reduzir custos. Como veremos, os consumidores não estão se preocupando apenas com os ganhos decorrentes da eliminação de multas, e passam a exigir recursos para que se alcance um aumento de produtividade através da diminuição de interrupções, maior vida útil dos transformadores, e demais equipamentos instalados nas subestações.

Esta crescente automação nas indústrias brasileiras vem sendo impulsionada principalmente por três fatores:

1. As empresas sentem cada vez mais a necessidade de redução de custos, otimizando os contratos de demanda, e eliminando as ultrapassagens de demanda e os ajustes de fator de potência;
2. Os preços dos equipamentos e sistemas vem caindo significativamente;
3. A capacidade destes mesmos sistemas vem crescendo em progressão geométrica.

Dentro deste quadro, surge com destaque o gerenciamento e a conservação de energia elétrica, por algumas razões específicas: crescente rigidez nos critérios de faturamento e nas tarifas de energia elétrica, e sua aplicação à quase que totalidade dos processos industriais.

Mais e mais empresas tem avançado na idéia de se gerenciar as grandezas elétricas setorialmente na instalação elétrica, controlando o fator de potência e várias outras grandezas em cada ponto da instalação.

6.1 - O que é demanda?

Demanda é o consumo de energia da sua instalação (kWh) dividido pelo tempo no qual se verificou tal consumo. Para faturamento de energia pela concessionária, se utilizam intervalos de integração de 15 minutos. Assim, a sua demanda de energia (medida em kW), é igual ao consumo a cada 15 minutos (medido em kWh) dividido por 1/4 (15 minutos é igual a 1/4 de hora). Em um mês, ocorrem quase 3000 intervalos de quinze minutos (veja figura 6.1). Assim, a sua demanda será medida quase 3000 vezes ao longo do mês, e a concessionária de energia elétrica escolherá o valor mais alto, ainda que tenha sido verificado apenas uma única vez.

ATENÇÃO

Demanda máxima medida *é a maior demanda verificada por medição, em qualquer intervalo de tempo, durante o período de faturamento.*

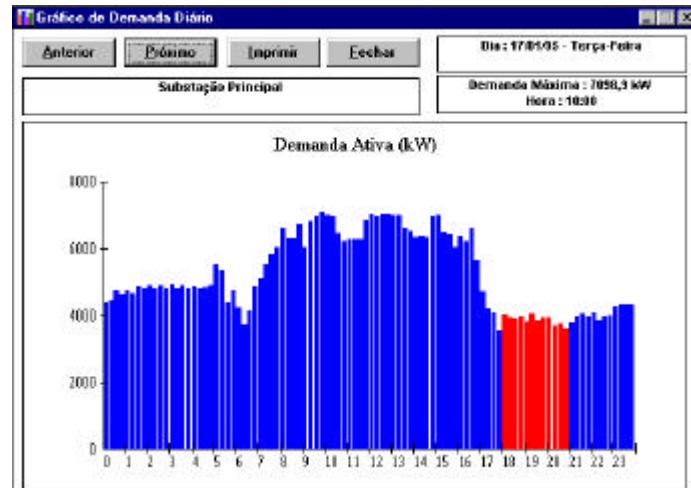



Figura 6.1 - Exemplo de um gráfico típico de demanda diária.

Na figura 6.1, o horário chamado "*fora de ponta*" é colorido em azul, e o horário "*de ponta*" é destacado em vermelho (veja definições no item 6.2). São também destacados o valor da máxima demanda, assim como a hora em que ela se verificou.

Para o faturamento de energia, o fator de potência é registrado de hora em hora (figura 6.2). Assim como no caso da demanda, os mecanismos de tarifação levarão em conta o pior valor de fator de potência registrado ao longo do mês, dentre os mais de 700 valores registrados.

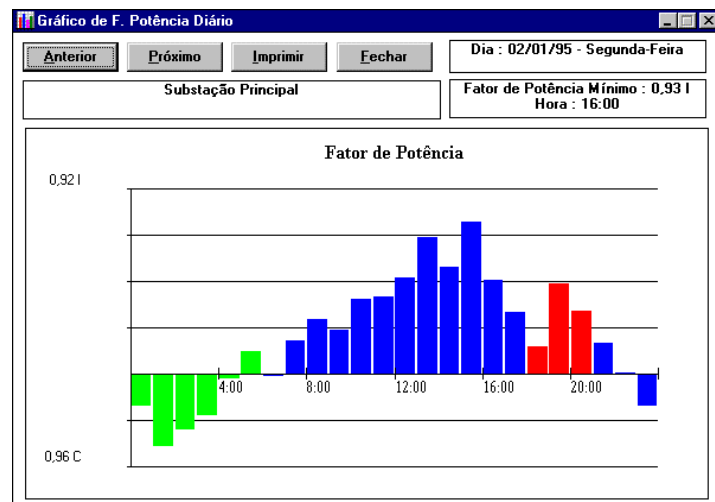



Figura 6.2 - gráfico típico de fator de potência diário.

Na figura 6.2, o horário fora de ponta é colorido em azul, o horário de ponta é destacado em vermelho (18 às 20h) , e o horário capacitivo em verde. São também destacados o valor de

ATENÇÃO

Tarifação de Energia Elétrica *- é o sistema organizado de tabelas de preços correspondentes às diversas classes de serviço oferecidas às unidades consumidoras, aprovadas e reguladas pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.*

Este material apresenta noções básicas sobre as formas de tarifação, estando calcado no instrumento legal mais recente que versa sobre o tema, a Resolução 456 da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, publicada no Diário Oficial em 29 de novembro de 2000.

IMPORTANTE

A compreensão da forma como é cobrada a energia elétrica e como são calculados os valores apresentados nas contas de luz é fundamental para a tomada de decisão em relação a projetos de eficiência energética.

A conta de luz reflete o modo como a energia elétrica é utilizada e sua análise por um período de tempo adequado, permite estabelecer relações importantes entre hábitos e consumo.

Dadas as alternativas de enquadramento tarifário disponíveis para alguns consumidores, o conhecimento da formação da conta e dos hábitos de consumo permite escolher a forma de tarifação mais adequada e que resulta em menor despesa com a energia elétrica.

fator de potência mínimo, assim como a hora em que ele se verificou.

6.2 - Tarifação da energia elétrica

As tarifas de eletricidade em vigor possuem estruturas com dois componentes básicos na definição do seu preço:

- componente relativo à demanda de potência (quilowatt ou kW);
- componente relativo ao consumo de energia (quilowatt-hora ou kWh).

Até 1981, o único sistema utilizado, denominado Convencional, não permitia que o consumidor percebesse os reflexos decorrentes da forma de utilizar a eletricidade, já que não havia diferenciação de preços segunda sua utilização durante as horas do dia e períodos do ano.

Era indiferente para o consumidor utilizar a energia elétrica durante a madrugada ou no final da tarde, assim como consumir durante o mês de junho ou dezembro. Com isso, o perfil do comportamento do consumo ao longo desses períodos reflete uma tendência natural, vinculada exclusivamente aos hábitos de consumo e às características próprias do mercado de uma determinada região.

A figura 6.3 mostra o comportamento médio do mercado de eletricidade, ao longo de um dia. Observa-se, no horário das 17 às 22 horas, uma intensificação do uso da eletricidade. Esse comportamento resulta das influências individuais das várias classes de consumo que normalmente compõem o mercado: industrial, comercial, residencial, iluminação pública, rural e outras.

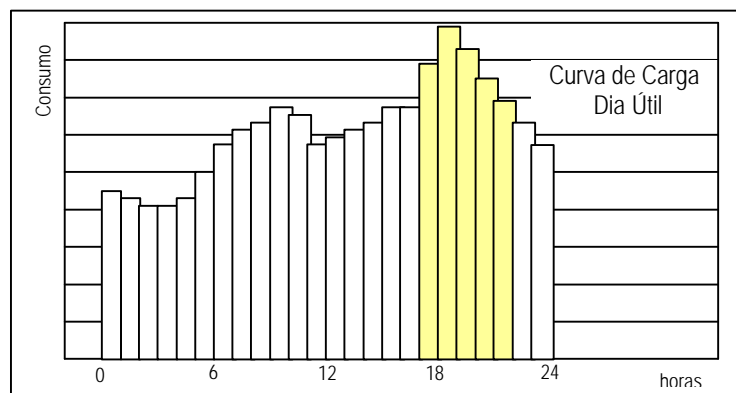



Figura 6.3 - Comportamento médio do mercado de eletricidade.

O horário de maior uso (ver figura 6.3), é denominado "horário de ponta" do sistema elétrico, e é justamente o período em que as redes de distribuição assumem maior carga, atingindo seu valor máximo aproximadamente às 19 horas, variando um pouco este horário de região para região do país.

Devido ao maior carregamento das redes de distribuição neste horário, verifica-se que um novo consumidor a ser atendido pelo sistema custará mais à concessionária nesse período de maior solicitação do que em qualquer outro horário do dia, tendo em conta a necessidade de ampliação do sistema para atender ao horário de ponta.

Da mesma forma, o comportamento do mercado de eletricidade ao longo do ano tem características próprias, que podem ser visualizadas na próxima figura.

A curva A (figura 6.4) representa a disponibilidade média de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, constituindo o potencial predominante de geração de eletricidade. A curva B representa o comportamento médio do mercado de energia elétrica a nível nacional, assumindo um valor máximo justamente no período em que a disponibilidade de água fluente nos mananciais é mínima.

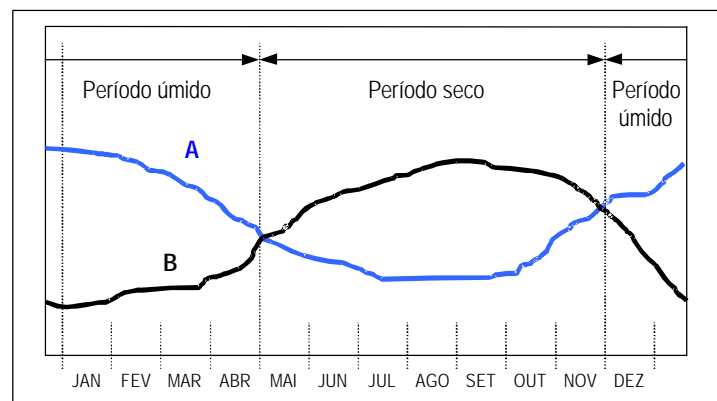



Figura 6.4 - Disponibilidade média dos reservatórios x consumo.

Este fato permite identificar, em função da disponibilidade hídrica, uma época do ano denominada "período seco", compreendido entre maio e novembro de cada ano, e outra denominada "período úmido", de dezembro de um ano até abril do ano seguinte. O atendimento ao mercado no período seco só é possível em virtude da capacidade de acumulação nos reservatórios das usinas que estocam a água afluente durante o ano.

Assim, o fornecimento de energia no período seco tende, também, a ser mais oneroso, pois leva à necessidade de se construir grandes reservatórios, e eventualmente, operar usinas térmicas alimentadas por energéticos importados.

Devido a estes fatos típicos do comportamento da carga ao longo do dia, e ao longo do ano em função da disponibilidade de água, foi concebida a Estrutura Tarifária Horo-Sazonal (THS), com suas Tarifas Azul e Verde, que compreende a sistemática de aplicação de tarifas e preços diferenciados de acordo com o horário do dia (ponta e fora de ponta) e períodos do ano (seco e úmido).

A **Tarifa Azul** caracteriza-se pela aplicação de preços diferenciados de demanda e consumo de energia elétrica para os horários de ponta e fora de ponta e para os períodos seco e úmido. A **Tarifa Verde** caracteriza-se pela aplicação de um preço único de demanda, independente de horário e período e preços diferenciados de consumo, de acordo com as horas do dia e períodos do ano.

Principais Definições:

Horário de Ponta: corresponde ao intervalo de 3 horas consecutivas, definido por cada concessionária local, compreendido entre as 17 e 22 horas, de segunda à sexta-feira.

Horário Fora de Ponta: corresponde às horas complementares às relativas ao horário de ponta, acrescido do total das horas dos sábados e domingos.

Período Seco: compreende o intervalo situado entre os fornecimentos abrangidos pelas leituras dos meses de maio a novembro de cada ano.

Período Úmido: compreende o intervalo situado entre os fornecimentos abrangidos pelas leituras dos meses de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

Segmentos Horo-Sazonais: são as combinações dos intervalos de ponta e fora de ponta com os períodos seco e úmido, conforme abaixo:

- horário de ponta em período seco - PS;
- horário de ponta em período úmido - PU;
- horário fora de ponta em período seco - FPS;
- horário fora de ponta em período úmido - FPU.

Tarifas de Ultrapassagem: são as tarifas aplicadas à parcela da demanda medida que superar o valor da demanda contratada,

ATENÇÃO

Para o faturamento da energia elétrica na Tarifação Horo-Sazonal, as concessionárias brasileiras usam medidores eletrônicos de energia com interfaces padronizadas por normas ABNT.

no caso de Tarifas Horo-Sazonais, respeitados os respectivos limites de tolerância.

Modulação: corresponde a redução percentual do valor de demanda no horário de ponta em relação ao horário fora de ponta.

Tolerância de ultrapassagem de demanda: é uma tolerância dada aos consumidores das tarifas horo-sazonais para fins de faturamento de ultrapassagem de demanda. Esta tolerância é de:

- 5% para os consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 69 KV;
- 10% para os consumidores atendidos em tensão inferior a 69 KV (a grande maioria), e demanda contratada superior a 100 kW;
- 20% para os consumidores atendidos em tensão inferior a 69 KV, e demanda contratada de 50 a 100 kW.

6.2.1 - Tarifação Convencional

Na tarifação convencional, o consumidor paga à concessionária até três parcelas: consumo, demanda e ajuste de fator de potência. O faturamento do consumo é igual ao de nossas casas, sem a divisão do dia em horário de ponta e fora de ponta. Acumula-se o total de kWh consumidos e aplica-se uma tarifa de consumo para chegar-se à parcela de faturamento de consumo. A parcela de faturamento de demanda é obtida pela aplicação de uma tarifa de demanda à demanda faturada, que é o maior valor entre a *demanda registrada, a demanda contratada (se houver) e 85% da máxima demanda dos últimos 11 meses, ou 10% da máxima demanda verificada por medição, nos últimos 11 meses, quando se tratar de unidade consumidora classificada como Rural ou Sazonal.*

Note bem a importância do controle de demanda: um pico de demanda na tarifação convencional pode significar acréscimos na conta de energia por até 12 meses. Para cálculo da parcela de ajuste de fator de potência, o dia é dividido em duas partes: horário capacitivo e o restante. Se o fator de potência do consumidor estiver dentro dos limites pré-estabelecidos, esta parcela não é cobrada. O limite estabelecido é de 92% indutivo.

6.2.2 - Tarifação Horo-Sazonal Azul

Na tarifação horo-sazonal, os dias são divididos em períodos fora de ponta e de ponta, para faturamento de demanda, e em

horário capacitivo e o restante, para faturamento de fator de potência. Além disto, o ano é dividido em um período úmido e outro seco.

Assim, para o faturamento do consumo, acumula-se o total de kWh consumidos em cada período: fora de ponta seca ou fora de ponta úmida, e ponta seca ou ponta úmida. Para cada um destes períodos, aplica-se uma tarifa de consumo diferenciada, e o total é a parcela de faturamento de consumo. Evidentemente, as tarifas de consumo nos períodos secos são mais caras que nos períodos úmidos, e no horário de ponta é mais cara que no horário fora de ponta.

Na tarifação horo-sazonal azul, o faturamento da parcela de demanda será igualmente composto por parcelas relativas à cada período: fora de ponta seca ou fora de ponta úmida, e ponta seca ou ponta úmida. Para cada período, o cálculo será o seguinte:

Caso 1 - Demanda registrada inferior à demanda contratada. Aplica-se a tarifa de demanda correspondente à demanda contratada.

Caso 2 - Demanda registrada superior à demanda contratada, mas dentro da tolerância de ultrapassagem. Aplica-se a tarifa de demanda correspondente à demanda registrada.

Caso 3 - Demanda registrada superior à demanda contratada e acima da tolerância. Aplica-se a tarifa de demanda correspondente à demanda contratada, e soma-se a isso a aplicação da tarifa de ultrapassagem correspondente à diferença entre a demanda registrada e a demanda contratada. Ou seja: paga-se tarifa normal pelo contratado, e a tarifa de ultrapassagem sobre todo o excedente.

Para o cálculo da parcela de ajuste de fator de potência, o dia é dividido em duas partes: horário capacitivo e o restante. Se o fator de potência do consumidor estiver fora dos limites estipulados pela legislação, haverá penalização por baixo fator de potência. Se o fator de potência do consumidor estiver dentro dos limites pré-estabelecidos, esta parcela não é cobrada.

6.2.3 - Tarifação Horo-sazonal Verde

Para o faturamento do consumo, acumula-se o total de kWh consumidos em cada período: fora de ponta seca ou fora de ponta úmida, e ponta seca ou ponta úmida.

Para cada um destes períodos, aplica-se uma tarifa de consumo diferenciada, e o total é a parcela de faturamento de consumo. Evidentemente, as tarifas de consumo nos períodos secos são

ATENÇÃO

A energia elétrica pode ser cobrada de diversas maneiras, dependendo do enquadramento tarifário de cada consumidor.

mais caras que nos períodos úmidos, e no horário de ponta é mais cara que no horário fora de ponta.

Na tarifação horo-sazonal verde, o consumidor contrata apenas dois valores de demanda, um para o período úmido e outro para o período seco. Não existe contrato diferenciado de demanda no horário de ponta, como na tarifa azul.

Assim, o faturamento da parcela de demanda será composto por uma parcela apenas, relativa ao período seco ou ao período úmido, usando o mesmo critério, quanto a eventuais ultrapassagens de demanda contratada como no Sistema Azul.

Para o cálculo da parcela de ajuste de fator de potência, o dia é dividido em três partes: horário capacitivo, horário de ponta, e o restante. Se o fator de potência do consumidor, registrado ao longo do mês, estiver fora dos limites estipulados pela legislação, haverá penalização por baixo fator de potência. Se o fator de fator de potência do consumidor estiver dentro dos limites pré-estabelecidos, esta parcela não é cobrada.

6.2.4 - Tarifação Monômia

Na tarifação monômia, o consumidor paga à concessionária até duas parcelas: consumo e ajuste de fator de potência. O faturamento do consumo é igual ao de nossa casa (Grupo B), sem a divisão do dia em horário de ponta e fora de ponta. Acumula-se o total de kWh consumidos, e aplica-se uma tarifa de consumo para chegar-se à parcela de faturamento de consumo. Para o cálculo da parcela de ajuste de fator de potência, o dia é dividido em duas partes: horário capacitivo e o restante. Se o fator de potência do consumidor estiver fora dos limites estipulados pela legislação, haverá penalização por baixo fator de potência. Se o fator de potência do consumidor estiver dentro dos limites pré-estabelecidos, esta parcela não é cobrada.

Observações:

1. A tolerância de ultrapassagem de demanda é uma tolerância dada aos consumidores das tarifas horo-sazonais para fins de faturamento de ultrapassagem de demanda. Esta tolerância é de 10% para a maioria, caindo para 5% para alguns grandes consumidores.
2. O período úmido é aquele onde, devido à estação de chuvas, os reservatórios de nossas usinas hidrelétricas estão mais altos. Como o potencial hidráulico das usinas cresce, existe um incentivo (tarifas mais baixas) para que o

consumo de energia seja maior neste período. Os meses úmidos são: dezembro, janeiro, fevereiro, março e abril.

3. O período seco é aquele onde, devido à falta de chuvas, os reservatórios de nossas usinas hidrelétricas estão mais baixos. Como o potencial hidráulico das usinas diminui, existe um acréscimo nas tarifas para que o consumo de energia seja menor neste período. Os meses secos são: maio, junho, julho, agosto, setembro, outubro e novembro.

6.3 - Classificação dos consumidores de energia

Os consumidores de energia podem ser divididos em três categorias:

- ***Consumidores do Grupo B***

Residências, Iluminação Pública, Consumidores Rurais, e todos os demais usuários alimentados em baixa tensão (abaixo de 600V), divididos em três tipos de tarifação: residencial, comercial e rural. Neste grupo, os consumidores pagam apenas pelo consumo medido.

- ***Consumidores do Grupo A***

São aqueles atendidos em tensão de fornecimento igual ou superior a 2,3 kV ou ligados em baixa tensão em sistema de distribuição subterrâneo mas considerado, para efeito de faturamento, como de alta tensão. Nesta categoria, os consumidores pagam pelo consumo, pela demanda e por baixo fator de potência, mediante três tipos de tarifação: convencional, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde.

a) Tarifação Convencional

Pequenas indústrias ou instalações comerciais que não estejam enquadradas na Tarifação Horo-Sazonal (THS), normalmente com demanda abaixo de 300 kW. Nesta categoria, os consumidores pagam pelo consumo, pela demanda e por baixo fator de potência.

b) Tarifação Horo-Sazonal

Grandes consumidores, alimentados em alta tensão (exceto os do grupo AS), e normalmente com demanda acima de 300 kW (para alguns consumidores, o enquadramento ou não à THS é facultativo). Nesta categoria, os consumidores também pagam pelo consumo, pela demanda e por baixo fator de potência.

A maioria das pequenas e médias empresas (industriais ou comerciais) brasileiras se encaixa no Grupo A, onde são cobrados pelo consumo, pela demanda e por baixo fator de potência. Estes consumidores podem ser enquadrados na

ATENÇÃO

O Grupo B é dividido em sub-grupos, de acordo com a atividade do consumidor. Os consumidores residenciais, por exemplo, são classificados como B1, os rurais como B2, etc.

O Grupo A é subdividido de acordo com a tensão de atendimento, como mostrado abaixo:

A1	*³ 230kV*
A2	*88kV a 138kV*
A3	*69kV*
A3a	*30 a 44kV*
A4	*2,3 a 25kV*
AS	*subterrâneo*

*Os consumidores do Grupo B (baixa tensão) tem tarifa **monômia**, isto é, são cobrados apenas pela energia que consomem.*

*Os consumidores do Grupo A tem tarifa **binômia**, isto é, são cobrados tanto pela demanda quanto pela energia que consomem. Estes consumidores podem enquadrar-se em uma de três alternativas tarifárias:*

- *Tarifação Convencional,*
- *Tarifação horo-sazonal Verde, ou*
- *Tarifação horo-sazonal Azul (compulsória para aqueles atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV).*

tarifação convencional, ou na tarifação horo-sazonal (azul ou verde). Os custos por kWh são mais baixos nas tarifas horo-sazonais, mas as multas por ultrapassagem são mais pesadas. Assim, para a escolha do melhor enquadramento tarifário (quando facultado ao cliente) é necessária uma avaliação específica.

Nos consumidores enquadrados na Tarifação Horo-Sazonal (THS), as concessionárias utilizam medidores eletrônicos com saídas para o usuário (consumidor). Nos demais consumidores, os sistemas de medição das concessionárias não possuem qualquer interface para o consumidor. Esta é uma das razões, dentre outras, que faz com que a grande maioria dos casos de controle de demanda seja de consumidores enquadrados na THS. Nestes casos, as informações de consumo ativo e reativo (assim como posto tarifário e sincronismo do intervalo de integração) são fornecidas por medidores ou registradores das próprias concessionárias de energia. E mais: estes medidores são padronizados por normas da ABNT, inclusive no tocante aos sinais disponibilizados para os consumidores (clientes).

6.4 - Controle da demanda e do fator de potência

Qualquer que seja o seu enquadramento tarifário dentro do Grupo A, a sua demanda registrada (para fins de faturamento) será, a cada mês, a maior demanda de cada um dos intervalos de integração de 15 minutos ao longo do mês. Se sua empresa estiver enquadrada na tarifa horo-sazonal azul, terá uma demanda registrada para o horário fora de ponta, e outra demanda registrada para o horário de ponta. Estes valores, quando elevados, podem ocasionar pesados acréscimos à sua fatura de energia.

A Resolução Nº 456 da ANEEL, de Novembro de 2000 (ver item 6.5.2) estabelece regras para o fator de potência dos consumidores do Grupo A. Em linhas gerais, eles deverão manter o fator de potência de suas instalações acima de 0,92 indutivo durante os horários fora de ponta indutivo e de ponta, e deverão manter o fator de potência acima de 0,92 capacitivo no horário capacitivo.

Como o fator de potência é medido pela concessionária de hora em hora, há que se controlá-lo continua e automaticamente, de modo a evitar multas por baixo fator de potência.

6.4.1 - Medição feita pela concessionária

Assuma, como fato quase que certo, que a sua concessionária possui instalados, junto à sua entrada de energia, todos os

medidores e registradores de energia necessários à cobrança das grandezas elétricas que o seu enquadramento tarifário permite a ela cobrar.

Para isto, são medidos e registrados a demanda ativa e reativa a cada 15 minutos, durante todos os dias. Durante a leitura, esses dados são transferidos para um coletor de dados, e posteriormente, eles são descarregados no computador da concessionária que faz o faturamento de cada um dos clientes.

Os controladores podem monitorar o comportamento da demanda e do fator de potência continuamente, fornecer relatórios diários com tabelas e gráficos que permitem analisar o comportamento da demanda e do fator de potência (mediante o uso de software opcional de gerenciamento), e que permitem tomar as medidas corretivas cabíveis, controlar automaticamente as cargas e os capacitores, impedindo a ocorrência de multas.

Na figura 6.5 está representado um exemplo de tela de monitoração, cujas informações são fornecidas pelo registrador eletrônico da concessionária.

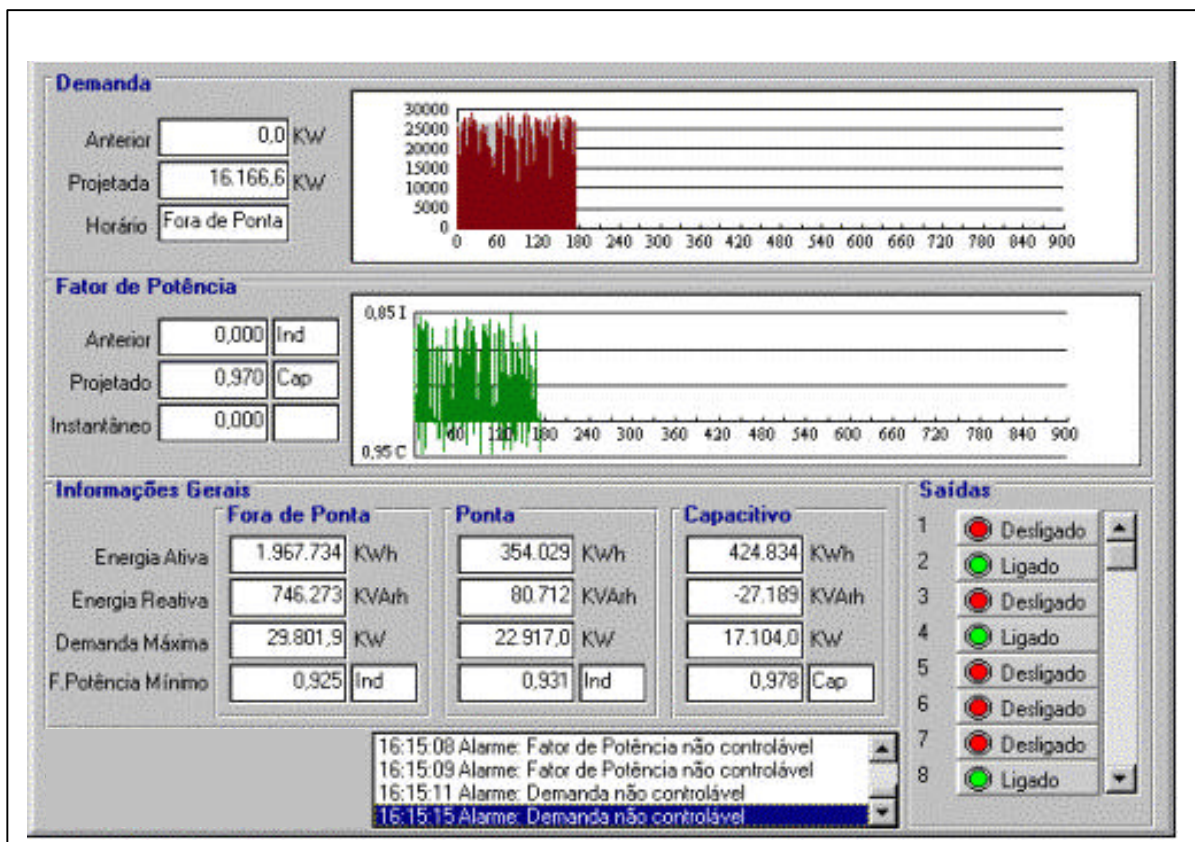



Figura 6.5 - Exemplo de tela de monitoração de um sistema elétrico.

6.4.2 - Fator de Carga

Uma maneira de verificar se a energia elétrica está sendo consumida racionalmente é avaliar, para cada mês, qual foi o fator de carga (FC) de sua instalação.

Um fator de carga elevado, próximo de 1, indica que as cargas elétricas foram utilizadas racionalmente ao longo do tempo. Por outro lado, um fator de carga baixo indica que houve concentração de consumo de energia elétrica em um curto período de tempo, determinando uma demanda elevada. Isto ocorre quando muitos aparelhos são ligados ao mesmo tempo.

Para avaliar o potencial de economia neste caso, deve-se observar o comportamento do fator de carga e identificar o mês em que este fator apresentou seu valor máximo. Isto pode indicar que adotou-se, naquele mês, uma sistemática de operação que proporcionou um uso mais racional de energia. Portanto, seria possível repetir tal sistemática, de modo a manter o fator de carga naquele mesmo nível todos os meses.

O fator de carga mais comumente utilizado é o mensal e a demanda é a máxima registrada por medição, no mês considerado. O período de tempo é de 730 horas, que corresponde ao número de horas de um mês médio, ou seja, 8760 horas anuais divididas em 12 meses.

Para melhorar o fator de carga, deve-se adotar um sistema de gerenciamento do uso da energia procurando-se retificar a curva de carga típica da instalação, ou seja, deslocando-se a utilização de certas cargas que contribuem para formação de picos, para os horários de menor concentração de cargas (vales).

Nas tarifas convencional e horo-sazonal verde, o fator de carga é único porque existe um único registro de demanda de energia, enquanto que para tarifa horo-sazonal azul haverá dois fatores de carga, um para o horário da ponta e outro para fora de ponta, devendo a análise ser efetuada separadamente para cada horário correspondente.

A análise do fator de carga, além de mostrar se a energia elétrica está sendo utilizada de modo racional, traz uma conclusão importante para definir o tipo de tarifa mais adequada para a instalação.

Um fator de carga elevado no horário de ponta (acima de 0,60) indica que a tarifa horo-sazonal azul é a mais adequada. Caso contrário, a tarifa horo-sazonal verde trará vantagens econômicas para o consumidor.

6.4.2.1 - Tarifação convencional

- Determinação do fator de carga Médio Mensal:

6.1	Fator de Carga - Tarifação Convencional
	$FC = \frac{kWh}{kW \times 730}$

Onde:

FC = fator de carga ;

kWh = consumo medido no mês;

kW = demanda máxima medida no mês;

730 = número de horas de um mês médio.

6.4.2.2 - Tarifação Horo-Sazonal Azul

- Fator de carga médio mensal na ponta:

6.2	Fator de Carga na Ponta - Tarifação Horo-Sazonal Azul
	$FC_p = \frac{kWh_p}{kW_p \times 66}$

Onde:

FC_p = fator de carga na ponta;

kWh_p = consumo medido na ponta;

kW_p = demanda máxima medida na ponta;

66 = número de horas de ponta de um mês médio.

- Fator de carga fora de ponta:

6.3	Fator de Carga Fora de Ponta - Tarifação Horo-Sazonal Azul
	$FC_{fp} = \frac{kWh_{fp}}{kW_{fp} \times 664}$

Onde:

FC_{fp} = fator de carga fora de ponta;

kWh_{fp} = consumo medido fora de ponta;

kW_{fp} = demanda máxima medida fora de ponta;

664 = número de horas fora de ponta de um mês médio.

6.4.2.3 - Tarifação Horo-Sazonal Verde

6.4	Fator de Carga - Tarifação Horo-Sazonal Verde
	$FC = \frac{kWh_p + kWh_{fp}}{kW \times 730}$

Onde:

FC = fator de carga;

kWh_p = consumo medido na ponta;

kWh_{fp} = consumo medido fora de ponta;

kW = demanda máxima;

730 = número de horas de um mês médio.

6.5 - Legislação do fator de potência

A Resolução Nº 456 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), de Novembro de 2000, estabelece as regras e condições para medição e faturamento da energia reativa excedente.

6.5.1 - Considerações básicas

O fator de potência de referência estabelecido como limite para cobrança de energia reativa excedente por parte da concessionária é de 0,92, independente do sistema tarifário.

Estes princípios são fundamentados nos seguintes pontos:

1. Necessidade de liberação da capacidade do sistema elétrico nacional;
2. Promoção do uso racional de energia;
3. Redução do consumo de energia reativa indutiva, que provoca sobrecarga no sistema das empresas fornecedoras e concessionárias de energia elétrica, principalmente nos períodos em que ele é mais solicitado;

4. Redução do consumo de energia reativa capacitiva nos períodos de carga leve que provocam elevação de tensão no sistema de suprimento, havendo necessidade de investimento na aplicação de equipamentos corretivos e realização de procedimentos operacionais nem sempre de fácil execução;
5. Criação de condições para que os custos de expansão do sistema elétrico nacional sejam distribuídos para a sociedade de forma mais justa.

De acordo com a nova legislação, tanto a energia reativa indutiva como a energia reativa capacitiva serão medidas e faturadas. Assim, o tradicional ajuste por baixo fator de potência deixa de existir, sendo substituído pelo faturamento do excedente de energia reativa indutiva consumido pela instalação e do excedente de energia reativa capacitiva fornecido à rede da concessionária pela unidade consumidora.

O fator de potência deve ser controlado de forma que permaneça dentro do limite de 0,92 indutivo e 0,92 capacitivo; sua avaliação será feita durante as 24 horas em tempos definidos, ou seja:

- A energia reativa indutiva será medida no período das 6h e 30 min e 23h e 30 min;
- A energia reativa capacitiva será medida no período complementar ao acima, ou seja, entre 23h e 30 min e 6h e 30 min.

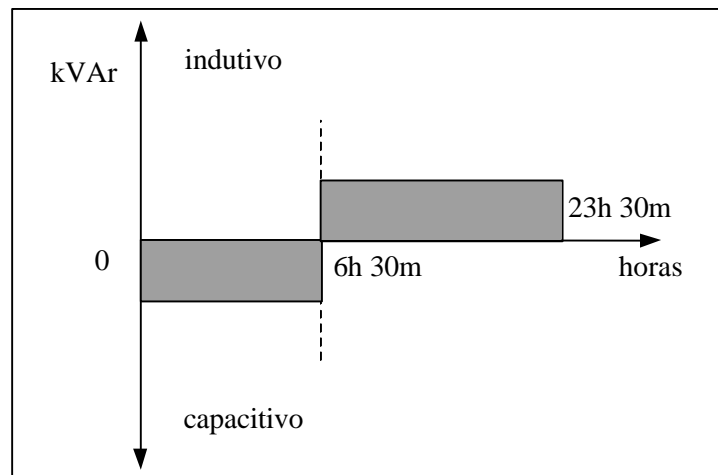



Figura 6.6 - Intervalos de avaliação do consumo de energia reativa excedente.

ATENÇÃO

De acordo com a legislação Nº 456 da ANEEL, para cada kWh de energia ativa consumida, a concessionária permite a utilização de 0,425kVAr de energia reativa indutiva ou capacitiva, sem acréscimo no faturamento.

As curvas da figura 6.7 e a tabela 6.1 exemplificam os intervalos de avaliação do consumo de energia reativa excedente para uma instalação elétrica.

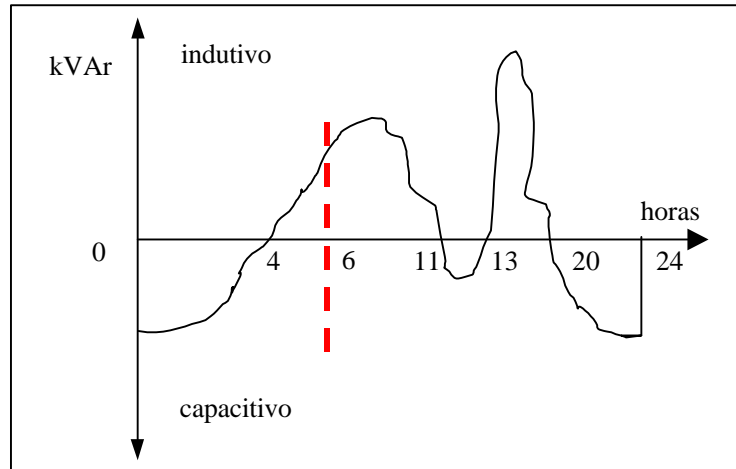



Figura 6.7 - Exemplo de intervalos de avaliação do consumo de energia reativa excedente em uma instalação elétrica.

Tabela 6.1 Avaliação da curva de energia reativa da figura 6.7	
Período de 0 às 4 horas:	Excedente de energia reativa capacitiva: valores pagos para FP < 0,92 capacitivo.
Período de 4 às 6 horas:	Excedente de energia reativa indutiva: valores não pagos.
Período de 6 às 11 horas:	Excedente de energia reativa indutiva: valores pagos para FP < 0,92 indutivo.
Período de 11 às 13 horas:	Excedente de energia reativa capacitiva: valores não pagos, independentemente do valor de FP capacitivo.
Período de 13 às 20 horas:	Excedente de energia reativa indutiva: valores pagos para FP < 0,92 indutivo.
Nota: 1. Observando a Figura 6.2, nota-se que no intervalo das 4 à s 6 horas não será contabilizado o excedente de energia reativa indutiva, nem no intervalo das 11 à s 13 horas o excedente de energia reativa capacitiva.	

A determinação do fator de potência poderá ser feita através de duas formas distintas:

(a) Avaliação horária

O fator de potência será calculado através dos valores de energia ativa e reativa medidos a cada intervalo de 1 hora, durante o ciclo de faturamento.

(b) Avaliação mensal

Neste caso, o fator de potência será calculado através de valores de energia ativa e reativa medidos durante o ciclo de faturamento.

Segundo a legislação vigente da ANEEL, todos os consumidores pertencentes ao sistema tarifário horo-sazonal serão faturados, tomando como base a avaliação horária do fator de potência. Para os consumidores pertencentes ao sistema tarifário convencional, a avaliação do fator de potência em geral deverá ser feita pelo sistema de avaliação mensal.

6.5.2 - Legislação Nº 456 DA ANEEL

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

Resolução N.º 456, de 29 de Novembro de 2000

Do Faturamento de Energia e Demanda Reativas

Art. 64º O fator de potência de referência "fr", indutivo ou capacitivo, terá como limite mínimo permitido, para as instalações elétricas das unidades consumidoras, o valor de fr = 0,92.

Art. 65º Para unidade consumidora faturada na estrutura tarifária horo-sazonal ou na estrutura tarifária convencional com medição apropriada, o faturamento correspondente ao consumo de energia elétrica e à demanda de potência reativas excedentes, será calculado de acordo com as seguintes fórmulas:

6.5 **Faturamento de consumo de energia reativa excedente**

$$FER_{(p)} = \sum_{t=1}^{n} \left[CA_t \times \left(\frac{f_r}{f_t} - 1 \right) \right] \times TCA_{(p)}$$

6.6	Faturamento da demanda de potência reativa excedente

$$FDR_{(p)} = \left[MAX_{t=1}^{n} \left(DA_t \times \frac{f_r}{f_t} \right) - DF_{(p)} \right] \times TDA_{(p)}$$

onde:

$FER_{(p)}$ = valor do faturamento (em R$), por posto horário "p", correspondente ao consumo de energia reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência "fr", no período de faturamento;

CA_t= consumo de energia ativa medida em cada intervalo de 1 (uma) hora "t", durante o período de faturamento, em kWh;

fr = fator de potência de referência igual a 0,92;

f_t = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo "t" de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento, observadas as definições dispostas nas alíneas "a" e "b", § 1º, deste artigo;

$TCA_{(p)}$ = tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento em cada posto horário "p", em R$/kW;

$FDR_{(p)}$ = valor do faturamento (em R$), por posto horário "p", correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência "fr" no período de faturamento;

DA_t = demanda de potência ativa medida no intervalo de integralização de 1 (uma) hora "t", durante o período de faturamento, em kW;

$DF_{(p)}$ = demanda de potência ativa faturável em cada posto horário "p" no período de faturamento, em kW (deve ser o maior valor entre a demanda contratada, a demanda medida e aquela correspondente a 85% da maior demanda dos últimos 11 meses);

$TDA_{(p)}$ = tarifa de demanda de potência ativa aplicável ao fornecimento em cada posto horário "p", em R$/kW;

MAX = função que identifica o valor máximo da fórmula, dentro dos parênteses correspondentes, em cada posto horário "p";

t = indica intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;

p = indica posto horário, ponta ou fora de ponta, para as tarifas horo-sazonais ou período de faturamento para a tarifa convencional;

n = número de intervalos de integralização "t", por posto horário "p", no período de faturamento.

§ 1º Nas fórmulas FER(p) e FDR(p) serão considerados:

a) durante o período de 6 horas consecutivas, compreendido, a critério da concessionária, entre 23 h e 30 min e 06h e 30 min, apenas os fatores de potência "ft" inferiores a 0,92 capacitivo, verificados em cada intervalo de 1 (uma) hora "t";

b) durante o período diário complementar ao definido na alínea anterior, apenas os fatores de potência "ft" inferiores a 0,92 indutivo, verificados em cada intervalo de 1 (uma) hora "t".

§ 2º O período de 6 (seis) horas definido na alínea "a" do parágrafo anterior deverá ser informado pela concessionária aos respectivos consumidores com antecedência mínima de 1 (um) ciclo completo de faturamento.

§ 3º Havendo montantes de energia elétrica estabelecidos em contrato, o faturamento correspondente ao consumo de energia reativa, verificada por medição apropriada, que exceder às quantidades permitidas pelo fator de potência de referência "fr", será calculado de acordo com a seguinte fórmula:

6.7 Faturamento de consumo de energia reativa excedente

$$FER_{(p)} = \left[\left(\sum_{t=1}^{n} \frac{CA_t \times f_r}{f_t} \right) - CF_{(p)} \right] \times TCA_{(p)}$$

onde:

$FER_{(p)}$ = valor do faturamento, por posto horário "p", correspondente ao consumo de energia reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência "fr", no período de faturamento;

CA_t = consumo de energia ativa medida em cada intervalo de 1 (uma) hora "t", durante o período de faturamento;

fr = fator de potência de referência igual a 0,92;

f_t = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo "t" de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento, observadas as definições dispostas nas alíneas "a" e "b", § 1º, deste artigo;

CF(p) = consumo de energia elétrica ativa faturável em cada posto horário "p" no período de faturamento;

$TCA_{(p)}$ = tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento em cada posto horário "p".

Art. 66º Para unidade consumidora faturada na estrutura tarifária convencional, enquanto não forem instalados equipamentos de medição que permitam a aplicação das fórmulas fixadas no art. 65, a concessionária poderá realizar o faturamento de energia e demanda de potência reativas excedentes utilizando as seguintes fórmulas:

6.8	Faturamento de consumo de energia reativa excedente

$$FER = CA \times \left(\frac{f_r}{f_m} - 1 \right) \times TCA$$

6.9	Faturamento de demanda de energia reativa excedente

$$FDR = \left(DM \times \frac{f_r}{f_m} - DF \right) \times TDA$$

onde:

FER = valor do faturamento total (em R$) correspondente ao consumo de energia reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento;

CA = consumo de energia ativa medida durante o período de faturamento, em kWh;

CR = consumo de energia reativa medida durante o período de faturamento, em kVArh;

fr = fator de potência de referência igual a 0,92;

fm = fator de potência indutivo médio das instalações elétricas da unidade consumidora, calculado para o período de faturamento;

$$fm = \frac{CA}{\sqrt{\left(CA^2 + CR^2\right)}}$$

TCA = tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento, em R$/kWh;

FDR = valor do faturamento total (em R$) correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento;

DM = demanda ativa medida durante o período de faturamento, em kW;

DF = demanda ativa faturável no período de faturamento, em kW;

TDA = tarifa de demanda de potência ativa aplicável ao fornecimento, em R$/kWh.

Parágrafo único. Havendo montantes de energia elétrica estabelecidos em contrato, o faturamento correspondente ao consumo de energia reativa, verificada por medição apropriada, que exceder às quantidades permitidas pelo fator de potência de referência "fr", será calculado de acordo com a seguinte fórmula:

6.10 Consumo de energia reativa excedente

$$FER = \left(CA \times \frac{f_r}{f_m} - CF \right) \times TCA$$

FER = valor do faturamento total correspondente ao consumo de energia reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento, em R$;

CA = consumo de energia ativa medida durante o período de faturamento, em kWh;

fr = fator de potência de referência igual a 0,92;

fm = fator de potência indutivo médio das instalações elétricas da unidade consumidora, calculado para o período de faturamento;

CF = consumo de energia elétrica ativa faturável no período de faturamento, em kWh;

TCA = tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento, em R$/kW.

Art. 67º Para fins de faturamento de energia e demanda de potência reativas excedentes $FER_{(p)}$, $FDR_{(p)}$, FER e FDR serão considerados somente os valores ou parcelas positivas das mesmas.

Parágrafo único. Nos faturamentos relativos a demanda de potência reativa excedente $FDR_{(p)}$ e FDR, não serão aplicadas as tarifas de ultrapassagem.

Art. 68º Para unidade consumidora do Grupo "B", cujo fator de potência tenha sido verificado por meio de medição transitória nos termos do inciso II, art. 34, o faturamento correspondente ao

consumo de energia elétrica reativa indutiva excedente só poderá ser realizado de acordo com os seguintes procedimentos:

I - a concessionária deverá informar ao consumidor, via correspondência específica, o valor do fator de potência encontrado, o prazo para a respectiva correção, a possibilidade de faturamento relativo ao consumo excedente, bem como outras orientações julgadas convenientes;

II - a partir do recebimento da correspondência, o consumidor disporá do prazo mínimo de 90 (noventa) dias para providenciar a correção do fator de potência e comunicar à concessionária;

III - findo o prazo e não adotadas as providências, o fator de potência verificado poderá ser utilizado nos faturamentos posteriores até que o consumidor comunique a correção do mesmo;

IV - a partir do recebimento da comunicação do consumidor, a concessionária terá o prazo de 15 (quinze) dias para constatar a correção e suspender o faturamento relativo ao consumo excedente.

Art. 69º A concessionária deverá conceder um período de ajustes, com duração mínima de 3 (três) ciclos consecutivos e completos de faturamento, objetivando permitir a adequação das instalações elétricas da unidade consumidora, durante o qual o faturamento será realizado com base no valor médio do fator de potência, conforme disposto no art. 66, quando ocorrer:

I - pedido de fornecimento novo passível de inclusão na estrutura tarifária horo-sazonal;

II - inclusão compulsória na estrutura tarifária horo-sazonal, conforme disposto no inciso III, art. 53;

III - solicitação de inclusão na estrutura tarifária horo-sazonal decorrente de opção de faturamento ou mudança de Grupo tarifário.

§ 1º A concessionária poderá dilatar o período de ajustes mediante solicitação fundamentada do consumidor.

§ 2º Durante o período de ajustes referido neste artigo, a concessionária informará ao consumidor os valores dos faturamentos que seriam efetivados e correspondentes ao consumo de energia elétrica e a demanda de potência reativas excedentes calculados nos termos do art. 65.

ATENÇÃO

A cobrança do reativo excedente (devido ao baixo fator de potência) é um adicional praticado pela concessionária aos consumidores, justificada pelo fato de que esta necessita manter o seu sistema elétrico com um dimensionamento maior do que o realmente necessário e investir em equipamentos corretivos, apenas para suprir o excesso de energia reativa (baixo fator de potência) proveniente das instalações dos consumidores.

As contas de energia elétrica podem incluir multas por fator de potência, que não são facilmente identificadas pelo consumidor industrial, comercial ou institucional.

Verifique cuidadosamente se existe algum lançamento do tipo "demanda reativa excedente" ou "energia reativa excedente", geralmente denotadas por siglas como UFDR e UFER.

Se houver multas em sua conta, a solução para evitá-las é simples e os investimentos retornam em alguns poucos meses!

6.5.3 - Custo das faturas

TARIFAÇÃO CONVENCIONAL

A conta de energia elétrica desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao *consumo*, *demanda* e *ultrapassagem*. A parcela de consumo é calculada multiplicando-se o consumo medido pela Tarifa de Consumo:

$$P_{consumo} = \text{Tarifa de consumo x Consumo medido}$$

A parcela de demanda é calculada multiplicando-se a Tarifa de Demanda pela Demanda Contratada ou pela demanda medida (a maior delas), caso esta não ultrapasse em 10% a Demanda Contratada:

$$P_{demanda} = \text{Tarifa de demanda x Demanda contratada}$$

A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa em mais de 10% a Demanda Contratada. É calculada multiplicando-se a Tarifa de Ultrapassagem pelo valor da demanda medida que supera a Demanda Contratada:

$$P_{ultrapassagem} = \text{(Tarifa de ultrapassagem) x (Demanda medida - Demanda contratada)}$$

Na tarifação Convencional, a Tarifa de Ultrapassagem corresponde a três vezes a Tarifa de Demanda.

TARIFAÇÃO HORO-SAZONAL VERDE

A conta de energia elétrica desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao *consumo* (na ponta e fora dela), *demanda* e *ultrapassagem*.

A parcela de consumo é calculada através da expressão abaixo, observando-se, nas tarifas, o período do ano:

$$P_{consumo} = \text{[(Tarifa de consumo na ponta) x (Consumo medido na ponta)] +}$$
$$\text{[(Tarifa de Consumo fora de Ponta) x (Consumo Medido fora de ponta)]}$$

No período seco (maio à novembro) as tarifas de consumo na ponta e fora de ponta são mais caras que no período úmido.

A parcela de demanda é calculada multiplicando-se a Tarifa de Demanda pela Demanda Contratada ou pela demanda medida (a maior delas), caso esta não ultrapasse em mais de 10% a Demanda Contratada:

$$P_{demanda} = \text{Tarifa de demanda x Demanda contratada}$$

A tarifa de demanda é única, independente da hora do dia ou período do ano.

A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa em mais de 10% a Demanda Contratada. É calculada multiplicando-se a Tarifa de Ultrapassagem pelo valor da demanda medida que supera a Demanda Contratada:

$$P_{ultrapassagem} = \text{(Tarifa de ultrapassagem) x (Demanda medida - Demanda contratada)}$$

TARIFAÇÃO HORO-SAZONAL AZUL

A conta de energia elétrica desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao _consumo_, _demanda_ e _ultrapassagem_. Em todas as parcelas observa-se a diferenciação entre horas de ponta e horas fora de ponta.

A parcela de consumo é calculada através da expressão abaixo, observando-se, nas tarifas, o período do ano:

$$P_{consumo} = \text{[(Tarifa de consumo na ponta) x (Consumo medido na ponta)] +} \\ \text{[(Tarifa de Consumo fora de Ponta) x (Consumo Medido fora de ponta)]}$$

As tarifas de consumo na ponta e fora de ponta são diferenciadas por período do ano, sendo mais caras no período seco (maio à novembro).

A parcela de demanda é calculada somando-se o produto da Tarifa de Demanda na ponta pela Demanda Contratada na ponta (ou pela demanda medida na ponta, de acordo com as tolerâncias de ultrapassagem) ao produto da Tarifa de Demanda fora da ponta pela Demanda Contratada fora de ponta (ou pela demanda medida fora de ponta, de acordo com as tolerâncias de ultrapassagem):

$P_{demanda}$ = [(Tarifa de Demanda na ponta) x (Demanda Contratada na ponta)] + [(Tarifa de Demanda fora de Ponta) x (Demanda Contratada fora de ponta)]

As tarifas de demanda não são diferenciadas por período do ano.

A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa a Demanda Contratada acima dos limites de tolerância. Esses limites são de 5% para os subgrupos A1, A2 e A3 e de 10% para os demais subgrupos.

É calculada multiplicando-se a Tarifa de Ultrapassagem pelo valor da demanda medida que supera a Demanda Contratada:

$P_{ultrapassagem}$ = {(Tarifa de Ultrapassagem na ponta) x [(Demanda Medida na ponta) - (Demanda Contratada na Ponta)]} + {(Tarifa de Ultrapassagem fora de ponta) x [(Demanda Medida fora de ponta) - (Demanda Contratada fora de Ponta)]}

As tarifas de ultrapassagem são diferenciadas por horário, sendo mais caras nas horas de ponta.

Lembre-se que...

- ...a demanda medida é a máxima verificada ao longo do mês. Basta você deixar todos os seus aparelhos ligados por 15 minutos que você pagará a demanda como se eles tivessem permanecidos ligados o mês todo !
- ...em todas as modalidades tarifárias, sobre a soma das parcelas incide o **ICMS**, com alíquotas variando entre 20 e 25%, dependendo do Estado;
- ...as tarifas são diferenciadas por concessionária e os reajustes tarifários anualmente homologados pela ANEEL. Os valores das tarifas podem ser obtidos através da Internet, no endereço http://www.aneel.gov.br/defaultinf.htm. Como exemplo, no CD-ROM encontra-se disponível a Resolução 87, de 6 de abril de 2000, que homologa o reajuste tarifário da CEMIG;
- ... nas contas de luz, a unidade usada para expressar o consumo de energia elétrica é kWh, porém a ANEEL divulga as tarifas de consumo em MWh. Assim, ao utilizar as expressões para calcular a potência ativa P consuma, divida a tarifa informada por 1000.

6.5.4 - Cálculo das multas

De conformidade com o que se explanou anteriormente, o faturamento da energia reativa excedente (em outras palavras, MULTA!) da unidade consumidora deve ser feita de acordo com os procedimentos da Resolução Nº 456 da ANEEL, conforme item 6.5.2.

As multas de fator de potência podem ser originadas por 3 causas:

1. Falta de capacitores entre 6h e 30min e 23h e 30min (horário "indutivo");

2. Excesso de capacitores entre 23h e 30min e 6h e 30min (horário "capacitivo");

3. Uma combinação das anteriores.

Para eliminar as multas basta corrigir o fator de potência para que fique dentro dos limites estabelecidos em função dos horários "indutivo" e "capacitivo".

O valor da multa é significativa, como veremos, e será tanto maior quanto mais baixo for o fator de potência da instalação.

A multa é decorrente de duas parcelas. A primeira parcela refere-se ao Faturamento de Demanda de Reativo Excedente (FDR).

A segunda parcela refere-se ao Faturamento de Energia de Reativo Excedente (FER). Estas parcelas são calculadas pelas expressões apresentadas no item 6.5.2, dependentes do tipo de avaliação (horária ou mensal):

(a) Avaliação (medição) horária do fator de potência:

- *Utilizar as expressões 6.5, 6.6 e 6.7.*

(b) Avaliação (medição) mensal do fator de potência:

- *Utilizar as expressões 6.8, 6.9 e 6.10.*

Veja na figura 6.8 um exemplo de relatório mostrando o potencial de economia mensal ao se evitar multas, através de contratos de demanda e correção do fator de potência.

Potencial de Economia Mensal

Substação Principal - Janeiro - 95

	Novo contrato (kW)	Economia (R$)
Demanda Fora de Ponta	8124	1183,39
Demanda em Ponta	6310	19575,31
	Correção (kVAr)	Economia (R$)
Melhoria do F. Potência	2849	1088,60
ECONOMIA TOTAL		21847,30

Figura 6.8 - Relatório de potencial de economia mensal.

6.5.4.1 - Cálculo da multa para consumidores Monômio (M)

Exemplo 6.1

Suponha uma instalação elétrica que tenha apresentado ao fim do período de um ciclo de faturamento (medição mensal) os seguintes valores medidos:

- *CA = 10.086 kWh*
- *kQh = 14.924 kQh*
- *TCA = 0,15206 R$/kWh*

a) O fator de potência desta instalação será (de 1.16a e 1.16d):

$$kVArh = \frac{2 \times kQh - kWh}{\sqrt{3}} = \frac{2 \times 14.924 - 10.086}{\sqrt{3}} = 11.409,6$$

$$FP = \sqrt{\frac{1}{\left(\frac{11.409,6}{10.086}\right)^2 + 1}} = 0,6665$$

Fp = 66,65 %, portanto abaixo de 92 %.

b) O custo da Fatura de energia elétrica será (conforme item 6.5.3):

Fatura = consumo x tarifa do consumo = CA x TCA

Fatura = 10.086 kWh x 0,15206 R$ / kWh

Fatura = R$ 1.533,68

c) O valor da multa, dado o valor abaixo de 92 % do fator de potência, pela expressão 6.8, será:

FER = 10.086 x ((0,92 / 0,6665) - 1) x 0,15206

FER = R$ 588,10

Logo, a multa será :

Multa = FER

Multa = R$ 588,10. Lembre-se que neste Sistema tarifário não há cobrança de demanda, logo, não poderá ocorrer a cobrança de FDR.

d) Assim, esta unidade consumidora pagará a concessionária:

Consumo = R$ 1.533,68

Reativo Excedente (multa) = R$ 588,10

ou seja, um total de R$ 2.121,78. Observe que a multa por baixo fator de potência representará 27,72% do valor total da Fatura de energia elétrica da instalação, onde a unidade consumidora pagará a concessionária algo que pode ser evitado e que ainda poderá lhe acarretar vários problemas na instalação elétrica.

6.5.4.2 - Cálculo da multa para consumidores Convencionais (C)

Exemplo 6.2

Suponha uma instalação elétrica que tenha apresentado ao fim do período de um ciclo de faturamento (medição mensal) os seguintes valores medidos :

- DM = 89 kW
- DF = 96 kW
- CA = 10.086 kWh
- KQh = 14.924 kQh
- TDA = 5,73000 R$/kW
- TCA = *0*,08379 R$/kWh

a) *O fator de potência desta instalação será (de 1.16a e 1.16d):*

$$kVArh = \frac{2 \times kQh - kWh}{\sqrt{3}} = \frac{2 \times 14.924 - 10.086}{\sqrt{3}} = 11.409,6$$

$$FP = \sqrt{\frac{1}{\left(\frac{11.409,6}{10.086}\right)^2 + 1}} = 0,6665$$

Fp = 66,65 %, portanto abaixo de 92 %.

b) O custo da Fatura de energia elétrica será (conforme item 6.5.3):

Fatura = (consumo x tarifa do consumo) + (demanda faturada x tarifa da demanda) = (CA x TCA) + (DF x TDA)

Fatura = (10.086 kWh x 0,08379 R$/kWh) + (96 kW x 5,73000 R$/kW)

Fatura = R$ 1.395,19

c) O valor da multa, dado o valor abaixo de 92 % do fator de potência, pelas expressões 6.8 e 6.9, será:

FDR = ((89 x 0,92 / 0,6665) - 96) x 5,73000

FDR = R$ 153,85

FER = 10.086 x ((0,92 / 0,6665) - 1) x 0,08379

FER = R$ 321,43

Logo, a multa será :

Multa = FDR + FER

Multa = R$ 505,59

d) Assim, esta unidade consumidora pagará a concessionária:

Consumo = R$ 1.395,19

Reativo Excedente (multa) = R$ 505,89

ou seja, um total de R$ 1.901,08. Observe que a multa por baixo fator de potência representará 26,61% do valor total da Fatura de energia elétrica da instalação, onde a unidade consumidora pagará a concessionária algo que pode ser evitado e que ainda poderá lhe acarretar, como visto, vários problemas na instalação elétrica.

6.5.4.3 - Calculo da multa para consumidores Horo-sazonais Verde (V).

Exemplo 6.3

Suponha uma instalação elétrica que tenha apresentado ao fim do período de um ciclo de faturamento (medição horária) os seguintes valores medidos :

Na ponta:

- CA_{tP} = 1.009 kWh
- kQh_{P} = 1.492 kQh

- *$TCA_{(p)P}$ = 0,44884*

Fora de ponta:

- *CA_{tFP} = 9.077 kWh*
- *kQh_{FP} = 13.432 kQh*
- *$TCA_{(p)FP}$ = 0,04717*

Demandas máximas ao longo do ciclo de faturamento:

DA_t = 89 kW

$DF_{(p)}$ = 89 kW

$TDA_{(p)}$ = 5,03000

a) *O fator de potência desta instalação será:*

Na ponta:

$$kVArh = \frac{2 \times kQh - kWh}{\sqrt{3}} = \frac{2 \times 1.492 - 1.009}{\sqrt{3}} = 1.140{,}27$$

$$FP = \sqrt{\frac{1}{\left(\frac{1.140{,}27}{1.009}\right)^2 + 1}} = 0{,}6665$$

Fp = 66,65 %, portanto abaixo de 92 %.

Fora de ponta:

$$kVArh = \frac{2 \times kQh - kWh}{\sqrt{3}} = \frac{2 \times 13.432 - 9077}{\sqrt{3}} = 10.269{,}33$$

$$FP = \sqrt{\frac{1}{\left(\frac{10.269{,}33}{9.077}\right)^2 + 1}} = 0{,}6665$$

Fp = 66,65 %, portanto abaixo de 92 %

b) *O custo da Fatura de energia elétrica será (conforme item 6.5.3):*

Fatura = (consumo na ponta x tarifa do consumo na ponta) + (consumo fora de ponta x tarifa do consumo fora de ponta) + (demanda faturada x tarifa da demanda)

Fatura = (CA_{tP} x $TCA_{(p)P}$) + (CA_{tFP} x $TCA_{(p)FP}$) + ($DF_{(p)}$ x $TDA_{(p)}$)

Fatura = (1.009 x 0,44884) + (9.077 x 0,04717) + (89 x 5,03000)

Fatura = R$ 1.328,71

c) *O valor da multa, dado o valor abaixo de 92 % do fator de potência, pelas expressões 6.5 e 6.6, será:*

Na ponta:

$FER_{(p)P} = 1.009 \times ((0,92 / 0,6665) - 1) \times 0,44884$

$FER_{(p)P} = R\$ 172,25$

Fora de ponta:

$FER_{(p)FP} = 9.077 \times ((0,92 / 0,6665) - 1) \times 0,04717$

$FER_{(p)FP} = R\$ 162,85$

Geral:

$FDR_{(p)} = ((89 \times 0,92 / 0,6665) - 89) \times 5,03000$

$FDR_{(p)} = R\$ 170,27$

Logo, a multa será

$Multa = FDR_{(p)} + FER_{(p)P} + FER_{(p)FP}$

$Multa = R\$ 505,37$

d) *Assim, esta unidade consumidora pagará a concessionária:*

Consumo = R$ 1.328,71

Reativo Excedente = R$ 505,37

ou seja, um total de R$ 1.834,08. Observe que a multa por baixo fator de potência representará 27,55% do valor total da Fatura de energia elétrica da instalação. Ou seja, a unidade consumidora pagará a concessionária algo que pode ser evitado e que ainda poderá lhe acarretar, como visto, vários problemas na instalação elétrica.

6.5.4.4 - Cálculo da multa para consumidores Horo-sazonais Azul (A).

Exemplo 6.4

Suponha uma instalação elétrica que tenha apresentado ao fim do período de um ciclo de faturamento (medição horária) os seguintes valores medidos :

Na ponta:

- $CA_{tP} = 1.009$ kWh
- $kQh_{P} = 1.492$ kQh

- *$TCA_{(p)P}$ = 0,09919*

Fora de ponta:

- *CA_{tFP} = 9.077 kWh*
- *kQh_{FP} = 13.432 kQh*
- *$TCA_{(p)FP}$ = 0,04717*

Demandas máximas ao longo do ciclo de faturamento:

Na ponta:

DA_{tP} = 36 kW

$DF_{(p)P}$ = 36 kW

$TDA_{(p)P}$ = 15,12000

Fora de ponta:

DA_{tFP} = 89 kW

$DF_{(p)FP}$ = 89 kW

$TDA_{(p)FP}$ = 5,03000

a) O fator de potência desta instalação será:

Na ponta:

$$kVArh = \frac{2 \times kQh - kWh}{\sqrt{3}} = \frac{2 \times 1.492 - 1.009}{\sqrt{3}} = 1.140,27$$

$$FP = \sqrt{\frac{1}{\left(\frac{1.140,27}{1.009}\right)^2 + 1}} = 0,6665$$

Fp = 66,65 %, portanto abaixo de 92 %.

Fora de ponta:

$$kVArh = \frac{2 \times kQh - kWh}{\sqrt{3}} = \frac{2 \times 13.432 - 9077}{\sqrt{3}} = 10.269,33$$

$$FP = \sqrt{\frac{1}{\left(\frac{10.269,33}{9.077}\right)^2 + 1}} = 0,6665$$

Fp = 66,65 %, portanto abaixo de 92 %

b) custo da Fatura de energia elétrica será (conforme 6.5.3):

Fatura = (consumo na ponta x tarifa do consumo na ponta) + (consumo fora de ponta x tarifa do consumo fora de ponta) + (demanda faturada na ponta x tarifa da demanda na ponta) + (demanda faturada fora da ponta x tarifa da demanda fora da ponta)

$Fatura = (CA_{tP} \times TCA_{(p)P}) + (CA_{tFP} \times TCA_{(p)FP}) + DF_{(p)P} + TDA_{(p)P} + DF_{(p)FP} + TDA_{(p)FP}$

Fatura = (1.009 x 0,09919) + (9.077 x 0,04717) + (36 x 15,12000) + (89 x 5,03000)

Fatura = R$ 1.520,23

c) *O valor da multa, dado o valor abaixo de 92 % do fator de potência, pelas expressões 6.5 e 6.6, será:*

Na ponta:

$FER_{(p)P} = 1009 \times ((0,92 / 0,6665) - 1) \times 0,09919$

$FER_{(p)P} =$ *R$ 38,07*

$FDR_{(p)P} = ((36 \times 0,92 / 0,6665) - 36) \times 15,12000$

$FDR_{(p)P} =$ *R$ 207,03*

Fora de ponta:

$FER_{(p)FP} = 9077 \times ((0,92 / 0,6665) - 1) \times 0,04717$

$FER_{(p)FP} =$ *R$ 162,85*

$FDR_{(p)FP} = ((89 \times 0,92 / 0,6665) - 89) \times 5,03000$

FDR = R$ 170,27

Logo, a multa será

Multa = FDR de ponta + FDR fora de ponta + FER de ponta + FER fora de ponta

Multa = R$ 578,22

d) *Assim, esta unidade consumidora pagará a concessionária:*

Consumo = R$ 1.520,23

Reativo Excedente = R$ 578,22

ou seja, um total de R$ 2.098,45. Observe que a multa por baixo fator de potência representará 27,55% do valor total da Fatura de energia elétrica da instalação. Ou seja, a unidade consumidora pagará a concessionária algo que pode ser evitado e que ainda poderá lhe acarretar, como visto, vários problemas na instalação elétrica.

6.5.5 - Exemplos de aplicação

Exemplo 6.5

Considerar uma indústria metalúrgica com potência instalada de 5.000kVA em 13,8kV e cuja avaliação de sua carga num período de 24 horas está expressa na Tabela 6.2.

Tabela 6.2
Medidas da carga diária para a instalação do exemplo 6.1

	Período	Valores medidos						Valores calculados	
		Demanda (DA_t)	Consumo (CA_t)	Energia reativa		Fator de potência (f_t)	Tipo (C/I)	Faturamento excedente	
		Valores ativos		Indutiva	capacitiva			Demanda[1] [kW]	Consumo[2] R$
		kW	kWh	kVAr					
	0-1	150	130	---	430	0,28	C	492	+9,46
	1-2	130	115	---	430	0,25	C	478	+9,81
	2-3	130	110	---	430	0,24	C	498	+9,92
	3-4	140	120	---	40	0,94	C	137	-0,08
	4-5	130	115	---	42	0,93	C	128	-0,04
	5-6	150	130	---	43	0,94	C	146	-0,08
	6-7	1000	850	---	1100	0,61	C	1508	+13,75
	7-8	1700	1550	890	---	0,86	I	1818	+3,44
	8-9	2400	2150	915	---	0,92	I	1400	0,00
	9-10	2400	2200	830	---	0,93	I	2374	-0,75
	10-11	2500	2300	850	---	0,93	I	2473	-0,78
	11-12	2500	2500	1430	---	0,86	I	2674	+5,55
	12-13	2800	2650	1500	---	0,87	I	2960	+4,85
	13-14	3000	2700	940	---	0,94	I	2936	-1,82
	14-15	3200	3000	1000	---	0,94	I	3131	-2,03
	15-16	3250	3050	1100	---	0,94	I	3180	-2,06
	16-17	3400	3210	1150	---	0,94	I	3327	-2,17
Horário de ponta	17-18	200	180	120	---	0,83	I	221	+1,36
	18-19	200	185	70	---	0,93	I	197	-0,14
	19-20	200	180	90	---	0,89	I	206	+1,36
	20-21	2500	2400	970	---	0,92	I	2500	0,00
	21-22	2500	2300	1050	---	0,90	I	2555	+1,62
	22-23	2200	2100	870	---	0,92	I	2200	0,00
	23-24	2100	1800	810	---	0,91	I	2123	+0,63
	Acréscimo na fatura de consumo considerando somente os valores positivos:								**61,75**

Nota:

1. Demanda parcial (no período) calculada pela expressão: DA_t x (0,92/f_t).
2. Consumo calculado pela expressão: [CA_t x (0,92/ft - 1)] x $TCA_{(p)}$

Sabe-se que:

- *Tarifa de consumo fora de ponta – $TCA_{(p)FP}$: R$ 0,03185/kWh;*
- *Tarifa de demanda fora de ponta - $TDA_{(p)FP}$: R$ 3,84 / kW;*

- *Tarifa de consumo na ponta – $TCA_{(p)P}$: R$ 0,07016/ kWh;*
- *Tarifa de demanda na ponta – $TDA_{(p)P}$: R$ 11,55 / kW;*
- *Demanda contratada fora de ponta - $DF_{(p)FP}$: 3.300 kW;*
- *Demanda contratada na ponta - $DF_{(p)P}$: 210 kW.*

Considerar que as leituras verificadas na tabela 6.2 sejam constantes para os 22 dias do mês durante os quais a indústria trabalha.

Observar que houve erro no controle da manutenção operacional da indústria na conexão e desconexão do banco de capacitores que permitiu se ter excesso de energia reativa indutiva no período de ponta e fora de ponta por algumas horas, bem como o de energia reativa capacitiva no período de 0 à s 7 horas.

Determinar o faturamento de energia reativa excedente mensal da referida indústria.

Solução:

Aplicando-se sucessivamente as expressões 6.5 e 6.6 para todos os períodos da tabela 6.2 (serão demonstrados os cálculos de faturamento horário apenas em alguns pontos do ciclo de carga, porém o valor calculado para todos os períodos está representado nas últimas colunas da tabela 6.2), obtemos (observe que neste ponto, FDR é calculado parcialmente, aplicando-se apenas a parcela DA x (fr/ft) da expressão completa):

Período: 12 à s 13 horas

$$FDR_{(p)} = \left(2.800 \times \frac{0,92}{0,87}\right) = 2.960$$

$$FER_{(p)} = \left[2.650 \times \left(\frac{0,92}{0,87} - 1\right)\right] \times 0,03185 = R\$4,85$$

Período: 15 à s 16 horas

$$FDR_{(p)} = \left(3.250 \times \frac{0,92}{0,94}\right) = 3.180$$

$$FER_{(p)} = \left[3.050 \times \left(\frac{0,92}{0,94} - 1\right)\right] \times 0,03185 = -R\$2,06$$

Período: 17 à s 18 horas

$$FDR_{(p)} = \left(200 \times \frac{0,92}{0,83}\right) = 221$$

$$FER_{(p)} = \left[180 \times \left(\frac{0,92}{0,83} - 1\right)\right] \times 0,07016 = R\$1,36$$

Período: 0 a 1 hora

$$FDR_{(p)} = \left(150 \times \frac{0,92}{0,28}\right) = 492$$

$$FER_{(p)} = \left[13 \times \left(\frac{0,92}{0,28} - 1\right)\right] \times 0,03185 = R\$9,46$$

- *Acréscimo na fatura mensal:*

Os valores máximos da expressão DA x (fr / ft) obtidos na tabela 6.2, no período fora de ponta e na ponta correspondem respectivamente aos intervalos de 16 à s 17 horas e de 17 à s 18 horas. Logo, o acréscimo na fatura nessas condições vale:

a) Período fora de ponta:

$$FDR_{(p)} = \left(3.400 \times \frac{0,92}{0,94} - 3.300\right) \times 3,84 = R\$106,21$$

b) Na ponta:

$$FDR_{(p)} = \left(200 \times \frac{0,92}{0,83} - 210\right) \times 11,55 = R\$134,98$$

O faturamento de demanda e energia reativa excedentes da indústria no final do mês, considerando-se 22 dias de trabalho útil mensal e todos os ciclos de carga perfeitamente iguais, vale:

$$F_{total} = FDR_{(p)\,ponta} + FDR_{(p)\,fora} + (22 \times 61,75)$$

$$F_{total} = 106,21 + 134,98 + (22 \times 61,75) = R\$1.599,69$$

Observar que apenas foram computados os valores positivos do faturamento de demanda e de energia reativa excedentes vistos na tabela 6.2.

Exemplo 6.6

Considerar uma instalação industrial de pequeno porte, cuja conta de energia está mostrada na tabela 6.3. Calcular o valor

final da fatura, considerando as seguintes tarifas abaixo relacionadas (medição mensal para consumidor convencional):

- *TDA = R$3,84 / kW*
- *TCA = R$ 0,03185 / kWh*

Tabela 6.3
Exemplo de Conta de Energia

Conta de Energia Elétrica
Fornecimento em Alta Tensão

COET - Companhia Energética Trovão

Nome/Razão Social	**Classe**	**Cód. Local**	**Nºda Conta**
Eletrika Instalações Elétricas LTDA	IND	0006	04 00 0525598

Perdas	**Data Leitura**	**Data Apres.**	**Conta de**	**Vencimento**
2,8%	15/10/01	25/10/01	Outubro/2001	31/11/01

Ult. Leitura kW	**Leit. Atual kWh**	**Leit. Atual kVArh**
178	230	190
FMM	**Leit. Ant. kWh**	**Leit. Ant. kVArh**
720	120	65
Dem. Regist.	**Diferença**	**Diferença**
200	110	125
Dem. Contrat.	**FMM**	**FMM**
170	720	720
85/10% Dmax	**Consumo kWh**	**Consumo kVArh**
196	79.200	90.000
Dem. Incluída	**Cons. Incluído**	**Fator de Potência**
		66%

Total a pagar até o vencimento: R$ 5.128,00
Nº de dias em atraso x Acréscimo p/ dia de Atraso =
Total do acréscimo =

<u>*Solução:*</u>

a) Consumo de energia ativa:

CA = (leitura atual - leitura anterior) x FMM

CA = (230 - 120) x 720 = 79.200kWh

b) Consumo de energia reativa

CR = (190 - 65) x 720 = 90.000 kVArh

c) Pela tabela 6.3, obtemos:

DF = 170kW (demanda faturável e que no caso presente é igual à contratada);

DM = 200kW (demanda registrada/medida).

d) O fator de potência desta instalação será (ver item 6.5.2, artigo 66º):

$$fm = \frac{79.200}{\sqrt{\left(79.200^2 + 90.000^2\right)}} = 0,66$$

Portanto, abaixo de 92 %.

e) O custo da Fatura de energia elétrica será (conforme 6.5.3):

Fatura = (consumo x tarifa do consumo) + (demanda faturada x tarifa da demanda) = (CA x TCA) + (DM x TDA)

Fatura = (79.200 kWh x 0,03185 R$/kWh) + (200 kW x 3,84 R$/kW) = R$ 3.290,52

Nota: observe que a parcela de demanda sempre é calculada considerando-se o maior valor entre a demanda contratada e a medida!

f) O valor da multa, dado o valor abaixo de 92 % do fator de potência, pelas expressões 6.8 e 6.9, será:

FDR = [(200 x 0,92 / 0,66) - 170] x 3,84

FDR = R$ 417,74

FER = 79.200 x [(0,92 / 0,66) - 1] x 0,03185

FER = R$ 3.516,20

Logo, a multa será :

Multa = FDR + FER = R$ 3.933,94

g) Assim, esta unidade consumidora pagará a concessionária:

Consumo = R$ 3.290,52

Reativo Excedente (multa) = R$ 3.933,94

ou seja, um total de R$ 7.224,46. Observe que a multa por baixo fator de potência representará 54,45% do valor total da Fatura de energia elétrica da instalação, onde a unidade consumidora pagará a concessionária algo que pode ser evitado e que ainda poderá lhe acarretar, como visto, vários problemas na instalação elétrica.

6.6 - Cuidados ao corrigir o Fp de uma instalação

Deve-se ter em mente que o que se busca numa correção de fator de potência (Fp) é manter a taxa de requisição de energia reativa solicitada pela carga da instalação elétrica junto a fonte de energia elétrica (concessionária) dentro do valor admissível que possibilite um Fp no mínimo de 0,92, conforme determina a portaria atualmente em vigor.

Como a Portaria em vigor estabelece um limite mínimo para o Fp de 0,92, isto implica em dizer que no minimo 92% da energia total requisitada (energia aparente) junto a concessionária deverá ser constituida de energia ativa.

A alternativa mais simples é a instalação de bancos de capacitores de modo que estes bancos forneçam a energia reativa necessária a operação da carga indutiva da instalação elétrica. Como estes bancos serão instalados após a medição da concessionária, somente a diferença entre a energia reativa indutiva necessária a carga (Q) e a energia reativa capacitiva liberada pelo banco de capacitor instalado (Qc) é que será fornecido pela fonte (Q_F) de energia elétrica (concessionária) e que será portanto captada pelo sistema de medição da concessionária. Veja a figura 6.9:

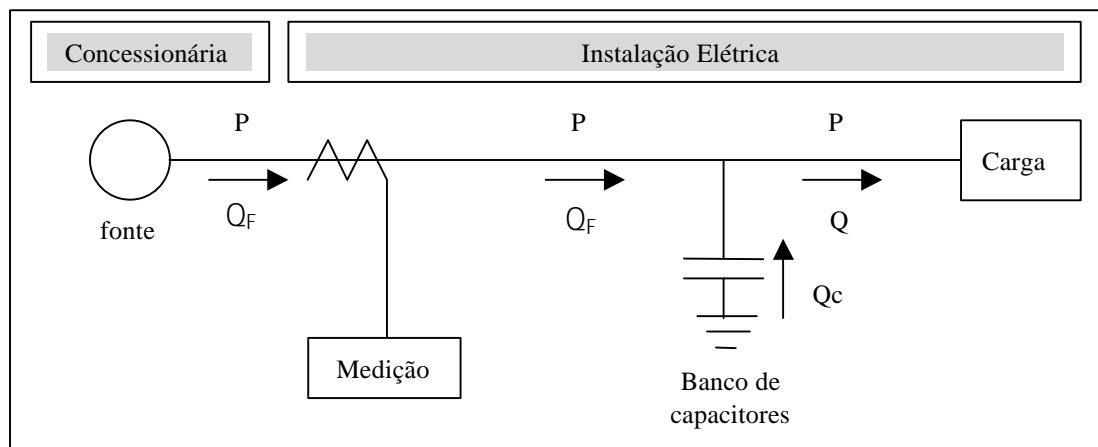



Figura 6.9 - Correção do fator de potência em uma instalação elétrica.

Pela figura podemos observar, lembrando que P é a potência ativa e Q é a potência reativa :

<u>Na carga:</u>

$|S| = (|P|^2 + |Q|^2)^{½}$

$Fp = |P| / |S|$

<u>Na medição:</u>

$|S_F| = (|P|^2 + | Q_F |^2)^{½}$

$Fp_F = |P| / |S_F|$

A questão se resume então em determinar o valor de Qc de modo a trazer o valor de Q_F a um valor que traga o quociente $|P| / |S_F|$ a um valor igual ou maior que 0,92 já que $Q_F = Q - Qc$

Alguns aspectos devem ser observados:

1. O sistema de medição da concessionária não vai medir o Fp, o que ele fará é dimensioná-lo em função da energia ativa consumida (kWh) e da energia reativa consumida (kVArh ou kQh) pela instalação elétrica e que serão medidas;
2. O sistema de medição da concessionária integraliza a cada período "T" o valor da energia ativa e reativa consumida pela instalação elétrica, portanto, a cada período "T" o Fp terá um valor próprio já que a porção da carga instalada da instalação elétrica em operação pode variar para cada "T";
3. Os valores de Fp para cada período "T" podem ser significativamente diferentes. Imagine o que ocorre com o Fp nas empresas que fecham no intervalo do meio-dia, nas que não tem turno de revezamento e que operam até às 18 horas, nas que não operam nos sábados, domingos e feriados, etc;
4. Logo, a correção está diretamente vinculada ao "T" e, evidentemente, aos módulos das energias ativa e reativa envolvida em cada "T";
5. Observe também, que Qc não pode ser maior que Q sob pena de, do ponto de vista da medição, ela "enxergar" a carga como capacitiva já que o excedente da potência reativa gerada pelos bancos de capacitores (Q - Qc) retornará para o sistema elétrico da concessionária. Se esta potência reativa de retorno for significativa, embora inverta o sinal do Fp de negativo (carga indutiva) para positivo (carga capacitiva) ele também poderá ser menor ou igual a 0,92, logo, a multa também será cobrada.

Isto posto, conclui-se que a correção do Fp deve levar em conta o "tipo" de medição que a concessionária efetua na instalação elétrica, sob pena da correção não surtir o efeito esperado e ao final do mês aparecer cobrança de reativo excedente na fatura de energia elétrica da instalação elétrica corrigida (mau corrigida).

6.7 - Sistemas de medição da concessionária

As concessionárias basicamente instalam dois tipos de sistemas de medições nas instalações elétricas dos consumidores:

1. Medição direta: É aquela em que a energia consumida passa integralmente através dos medidores do sistema de medição. Este tipo de medição é utilizada principalmente nos consumidores do Grupo B, ou seja, nos consumidores que não possuem transformadores particulares e que são atendidos em tensão secundaria de distribuição (TSD) até 600 V, cuja carga instalada não ultrapasse a 50 kW.
2. Medição indireta: É aquela em que apenas parcela da energia consumida passa através do medidor. Neste caso a energia consumida é obtida multiplicando-se a energia registrada nos medidores por uma constante de medição que dependerá dos equipamentos auxiliares utilizados. Este tipo de medição é utilizado principalmente nos consumidores do grupo A, ou seja, nos consumidores que possuem transformadores particulares e que são atendidos em tensão primaria de distribuição (TPD) acima de 600 V e, na CELESC (por exemplo), inferior ou igual a 25 kV, cuja carga instalada ultrapassa a 50 kW.

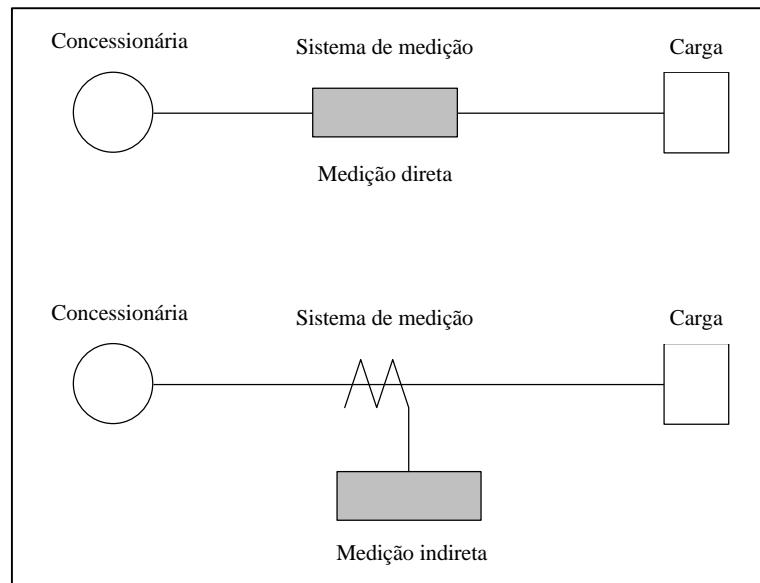



Figura 6.10 - Tipos de sistema de medição nas instalações elétricas.

Na medição indireta o sistema de medição poderá ainda ser instalado na baixa tensão (BT) após o transformador ou na alta tensão antes do transformador. <u>No caso dos sistemas de medições instalados na baixa tensão a concessionária adiciona</u>

um fator de 2,5% sobre as medidas registradas nos medidores a título de perdas de transformação.

- Sistema de medição indireta instalada em BT: este sistema de medição é usado nos fornecimentos em TPD quando a potência instalada do consumidor implicar na instalação de potência transformadora igual ou menor que 225 kVA nos sistemas de TSD de 220 V e de 300 kVA nos sistemas de TSD de 380/220 V. Neste sistema são utilizados de dois a três medidores de energia e TC's na BT.

- Sistema de medição indireta instalada em AT: este sistema de medição é usado nos fornecimentos em TPD quando a potência instalada do consumidor implicar na instalação de potência transformadora superior aos valores anteriores. Neste sistema são utilizados de dois a três medidores de energia e TC's e TP's de AT.

Nos consumidores Convencionais e Monômios serão utilizados dois medidores de energia. Um medidor para a medição da energia reativa (kVARh ou kQh) e um medidor para a medição da energia ativa (kWh). Normalmente estes medidores são eletromecânicos.

Nos consumidores horo-sazonais Azul e/ou Verde é adicionado um terceiro medidor que é um registrador digital que registra e armazena as leituras (por exemplo) a cada 5 minutos. Na data da leitura a concessionária coleta as leituras dos medidores eletromecânicos e através de uma Leitora direcional, os registros armazenados no registrador digital.

Neste ponto, é necessário ressaltar dois aspectos fundamentais:

A) Consumidores Convencionais e Monômios:

Os medidores eletromecânicos que registram o consumo de energia, integralizam um valor a cada 15 minutos e são comulativos, ou seja, a cada 15 minutos o medidor "soma" ao registro anterior o valor da energia média consumida no intervalo de 15 minutos seguinte. Ao final do mês os dois medidores terão o registro do consumo mensal da energia ativa (em kWh) e da energia reativa (em kVARh ou kQh). O medidor de kWh realiza uma segunda função que é o de indicar a "maior" demanda (em kW) ocorrida por integralização de 15 em 15 minutos ao longo do mês (período de leitura).

Observe que, nestes casos, a correção do Fp não precisará ter a carga corrigida a cada período "T" de 5 minutos (Horo-sazonais) ou 15 minutos (Convencionais) já que o

dimensionamento do Fp por parte da concenssionária considerará a energia consumida do mês, logo, a correção deverá ser tal que a energia reativa consumida do mês fornecida pela concenssionária (Q_F) seja tal que promova o Fp a um valor igual ou maior que 0,92, ou seja, o funcionamento dos bancos de capacitores ao longo do mês devem gerar uma energia reativa Qc suficiente a trazer o Q_F a um valor adequado.

Cabe ressaltar que, desta forma, a correção efetuada com bancos de capacitores fixos (sem regulação) produzirá o Fp mensal superior ou igual a 0,92, no entanto, haverá períodos dentro do mês (nos horários em que a empresa operar com baixa carga) em que o Qc produzido tornará a instalação capacitiva e/ou o Fp abaixo de 0,92 embora a instalação para o período de 30 dias se mostre corrigida, ou seja, livre das multas.

O correto para se ter a instalação adequadamente corrigida é utilizar-se de bancos reguláveis, que alteram o valor do Qc simultaneamente com a potência ativa P da carga, ou compensar cada carga individualmente. Observa-se, obviamente, que estes dois métodos encarecem o custo da correção e não são, na verdade, largamente utilizados em pequenas instalações elétricas.

Logo, o método tradicional sujeita a instalação a eventuais multas decorrentes de fiscalizações de Fp efetuadas aleatoriamente pela concessionária.

B) Consumidores Horo-sazonais

Neste caso, a leitura dos medidores eletromecânicos servem apenas como retaguarda para a leitura efetuada pelo registrador digital (terceiro medidor) que registra em seu software todos os dados de 5 em 5 minutos ao longo do mês e são coletados por ocasião da leitura mensal pela Leitora digital, que por sua vez, é descarregada no computador da concessionária que calcula os custos de 5 em 5 minutos e compila o valor total do mês registrando-o na fatura de energia elétrica da unidade consumidora.

Logo, para estes casos, a correção do Fp terá que ser com bancos de capacitores reguláveis ou carga a carga, já que, mesmo que pela média do mês a instalação se mostre corrigida, na realidade os períodos "T" que ela não estava de fato corrigida serão apurados pelo registrador digital.

CAPÍTULO 7: PROJETO DA CORREÇÃO DO FP

NESTE CAPÍTULO VOCÊ VERÁ:

- *Instalações em projeto (determinação do fator de potência estimado).*
- *Instalações em operação (determinação do fator de potência).*

03 EXEMPLOS PRÁTICOS

O estudo para aplicação de banco de capacitores pode ser dividido em dois grupos distintos. O primeiro é o estudo para aplicação de capacitores em ***instalações industriais em fase de projeto***. O segundo estudo é destinado às ***instalações industriais em pleno processo de operação***.

Para iniciar um projeto de correção do fator de potência deveremos seguir inicialmente duas etapas básicas:

1. Interpretar e analisar os parâmetros elétricos das instalações: nas instalações em operação, através das medições efetuadas e nas instalações em projeto, através dos parâmetros elétricos presumidos.
2. Ter em mãos e interpretar as especificações técnicas de todos os materiais que serão empregados na execução do projeto.

7.1 - Instalações em projeto

Na prática, tem-se notado que, durante a elaboração de projetos elétricos de pequenas indústrias, há uma grande dificuldade em saber, com razoável confiança, dos detalhes técnicos e do comportamento operativo da planta, tais como:

- Ciclo de operação diário, semanal, mensal ou anual;
- Taxa de carregamento dos motores;
- Cronograma de expansão das atividades produtivas.

Esses dados são úteis para que se possa determinar o fator de potência médio presumido da instalação e prever os meios necessários para a sua correção, caso se justifique.

Em plantas de maior porte, porém, o planejamento prevê com razoáveis detalhes todos os itens anteriormente citados e a seguir discriminados.

Levantamento das cargas do projeto

a) Motores

- Tipo (indução, rotor bobinado, síncrono);
- Potência, em cv;
- Fator de potência;
- Número de fases;
- Número de pólos;
- Frequência.

b) Cargas resistivas

- Potência nominal, em kW;
- Potência de operação, em kW;
- Número de fases.

c) Fornos

- Tipo (indução eletromagnética, a arco etc);
- Número de fases;
- Fator de potência.

d) Máquinas de solda

- Tipo (transformadora, moto-geradora, transformadora retificadora);
- Número de fases;
- Fator de potência.

e) Iluminação

- Tipo (incandescente, fluorescente, vapor de sódio, vapor de mercúrio);
- Reator (alto ou baixo fator de potência).

Ciclo de operação diário, semanal, mensal e anual

Como, em geral, nas indústrias as máquinas operam em grupos definidos, pode-se determinar o ciclo de operação para cada conjunto homogêneo de carga e depois compor vários conjuntos, formando a curva de carga que corresponde ao funcionamento da instalação, durante o período considerado. Na prática, determina-se o ciclo de operação diário considerando-se um dia típico provável de produção normal. Para as indústrias comprovadamente sazonais é importante determinar o seu comportamento durante um ciclo completo de atividade.

É interessante, durante o levantamento do ciclo operacional da instalação, a separação entre as cargas resistivas (ativas), indutivas lineares e indutivas não lineares.

Determinação das demandas ativas e reativas para o ciclo

Como sugestão, podem-se organizar os valores de demanda ativa e reativa, segundo as tabelas 7.2 e 7.3.

Traçado das curvas de demanda ativa e reativa

Com base nos valores finais obtidos nas tabelas mencionadas, traçam-se os gráficos exemplificados na figura 7.1, através do qual se pode visualizar o ciclo de operação diário da instalação.

Definição do tipo de correção

Deve-se decidir tecnicamente pelo tipo de correção mais adequada às necessidades da empresa (item 3.3).

Diagrama unifilar

Elaborar o diagrama unifilar da instalação incluindo os capacitores para a correção do fator de potência.

7.1.1 - Determinação do fator de potência estimado

O fator de potência pode ser determinado através de um dos métodos adiante indicados, de acordo com os dados disponíveis ou com a precisão dos resultados.

7.1.1.1 - Método dos consumos mensais previstos

Este método baseia-se na determinação dos consumos previstos no ciclo de operação mensal da instalação.

Considerando-se uma indústria de atividade produtiva bem definida, podem-se determinar os consumos de energia tiva e reativa com base no ciclo de operação diário e projetar estes consumos de acordo com os dias trabalhados ao longo de um período de mês comercial, ou seja, 30 dias. Depois, basta aplicar a expressão 7.1 (que é a "velha" expressão 2.1, transcrita em função de consumos mensais).

7.1 **Fator de potência em função dos consumos mensais**

$$FP = \frac{CA}{\sqrt{CA^2 + CR^2}}$$

onde:

CA = consumo de energia ativa registrada no mês, em kWh;

CR = consumo de energia reativa registrada no mês, em kVArh.

Exemplo 7.1

Determinar o fator de potência provável para um projeto em desenvolvimento de uma indústria, cujas cargas são conhecidas, segundo um ciclo de operação típico. O funcionamento semanal (período de atividade produtiva) é de Segunda à Sexta-feira, no período compreendido de 6 às 24 horas. Fora do período de sua atividade produtiva, a indústria mantém apenas 10% da sua iluminação normal.

(a) *Levantamento da carga*

Resultados conforme tabela 7.1.

Tabela 7.1
Levantamento das cargas da indústria do exemplo 7.1

Setor	Motores				Lâmpadas			Período de funcionamento
	Qtde.	Potência [cv]	Total [cv]	FP	Qtde.	Fluorescente [W]	Incandescente [W]	
S1	20	10	200	0,85	---	---	---	6:00 às 20:00h
S2	100	7,5	750	0,81	---	---	---	6:00 às 22:00h
S3	25	15	375	0,75	---	---	---	6:00 às 14:00h 16:00 às 24:00h
S4	30	5	150	0,83	---	---	---	8:00 às 18:00h
	30	25	750	0,85	---	---	---	
S5	15	15	225	0,73	---	---	---	8:00 às 20:00h
S6	3	125	375	0,74	---	---	---	6:00 às 20:00h
	3	40	120	0,83	---	---	---	
S7	---	---	---	---	800	65	---	6:00 às 24:00h 24:00 às 6:00h (somente 10%)
	---	---	---	---	150	40	---	
	---	---	---	---	130	---	100	

Notas:

1. Observe a separação entre as cargas resistivas e indutivas na tabela.
2. Na potência das lâmpadas fluorescentes apresentadas nesta tabela, não estão consideradas as perdas dos reatores.

b) *Demandas previstas*

Assumindo-se conjuntos homogêneos, determinam-se as demandas ativas e reativas previstas em cada setor da indústria, considerando-se o levantamento de carga apresentado na tabela 7.1.

- *Setor S1*

$$P_1 = 20 \times 10 \times 0{,}736 = 147kW$$
$$Q_1 = P_1 \times tg[ar\cos(0{,}85)] = 91kVAr$$

- Setor S2

$$P_2 = 100 \times 7{,}5 \times 0{,}736 = 552kW$$
$$Q_2 = P_2 \times tg[ar\cos(0{,}81)] = 399kVAr$$

- Setor S3

$$P_3 = 25 \times 15 \times 0{,}736 = 276kW$$
$$Q_3 = P_3 \times tg[ar\cos(0{,}75)] = 243kVAr$$

- Setor S4

$$P_4 = [(30 \times 5) + (30 \times 25)] \times 0{,}736 = 662kW$$
$$Q_4 = \{30 \times 5 \times tg[ar\cos(0{,}83)] + 30 \times 25 \times tg[ar\cos(0{,}85)]\} \times 0{,}736$$
$$Q_4 = 416kVAr$$

- Setor S5

$$P_5 = 15 \times 15 \times 0{,}736 = 165kW$$
$$Q_5 = P_5 \times tg[ar\cos(0{,}73)] = 155kVAr$$

- Setor S6

$$P_6 = \left(\frac{3 \times 125 + 3 \times 40}{2}\right) \times 0{,}736 = 182kW$$
$$Q_6 = \left\{\left[\frac{3 \times 125 \times tg[ar\cos(0{,}74)]}{2}\right] + \left[\frac{3 \times 40 \times tg[ar\cos(0{,}83)]}{2}\right]\right\} \times 0{,}736$$
$$Q_6 = 155kVAr$$

- Setor S7

$$P_7 = \frac{(800 \times 65) + (150 \times 40) + (800 \times 11{,}9) + (150/2 \times 24{,}1) + (130 \times 100)}{1000}$$
$$P_7 = 82kW$$
$$Q_7 = \frac{\{(800 \times 11{,}9) \times tg[ar\cos(0{,}5)]\} + \{((150/2) \times 24{,}1) \times tg[ar\cos(0{,}9)]\}}{1000}$$
$$Q_7 = 17kVAr$$

Os fatores de potência de 0,5 e 0,9 correspondem respectivamente aos reatores de baixo e alto fator de potência utilizados.

As tabelas 7.2 e 7.3 abaixo correspondem as demandas ativa [kW] e reativa [kVAr] acumuladas por período.

As perdas em watts dos reatores bem como o seu fator de potência podem ser encontrados em catálogos de fabricantes. Os reatores simples para lâmpadas fluorescentes de 65W apresentam uma perda de 11,9W com um fator de potência de 0,5, enquanto os reatores duplos utilizados neste exemplo para as lâmpadas de 40W têm perdas de 24,1W, com um fator de potência de 0,9 (reatores compensados). Observe que no cálculo da potência reativa no setor S7, foi considerado apenas a potência das cargas reativas, ou seja, dos reatores das lâmpadas fluorescentes. Além disto, pelo fato do reator das lâmpadas de 40W ser duplo (cada reator está ligado à duas lâmpadas), considera-se no levantamento da potência dos reatores metade do número de lâmpadas, ou seja, 150/2 = 75.

Tabela 7.2
Demanda ativa acumulada por período [kW]

Setores	Período em horas											
	0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24
S1	---	---	---	147	147	147	147	147	147	147	---	---
S2	---	---	---	552	552	552	552	552	552	552	552	---
S3	---	---	---	276	276	276	276	---	276	276	276	276
S4	---	---	---	---	662	662	662	662	662	---	---	---
S5	---	---	---	---	165	165	165	165	165	165	---	---
S6	---	---	---	182	182	182	182	182	182	182	---	---
S7	8,2	8,2	8,2	82	82	82	82	82	82	82	82	82
TOTAL	**8,2**	**8,2**	**8,2**	**1.239**	**2.066**	**2.066**	**2.066**	**1.790**	**2.066**	**1.404**	**910**	**358**

Tabela 7.3
Demanda reativa acumulada por período [kVAr]

Setores	Período em horas											
	0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24
S1	---	---	---	91	91	91	91	91	91	91	---	---
S2	---	---	---	399	399	399	399	399	399	399	399	---
S3	---	---	---	243	243	243	243	---	243	243	243	243
S4	---	---	---	---	416	416	416	416	416	---	---	---
S5	---	---	---	---	155	155	155	155	155	155	---	---
S6	---	---	---	155	155	155	155	155	155	155	---	---
S7	1,7	1,7	1,7	17	17	17	17	17	17	17	17	17
TOTAL	**1,7**	**1,7**	**1,7**	**905**	**1.476**	**1.476**	**1.476**	**1.233**	**1.476**	**1.060**	**659**	**260**

c) *Traçado das curvas de carga*

A partir dos valores totais obtidos da formação das tabelas 7.2 e 7.3, traçam-se as curvas de carga das demandas previstas (ativa e reativa), que compõem um ciclo de carga diário (figura 7.1).

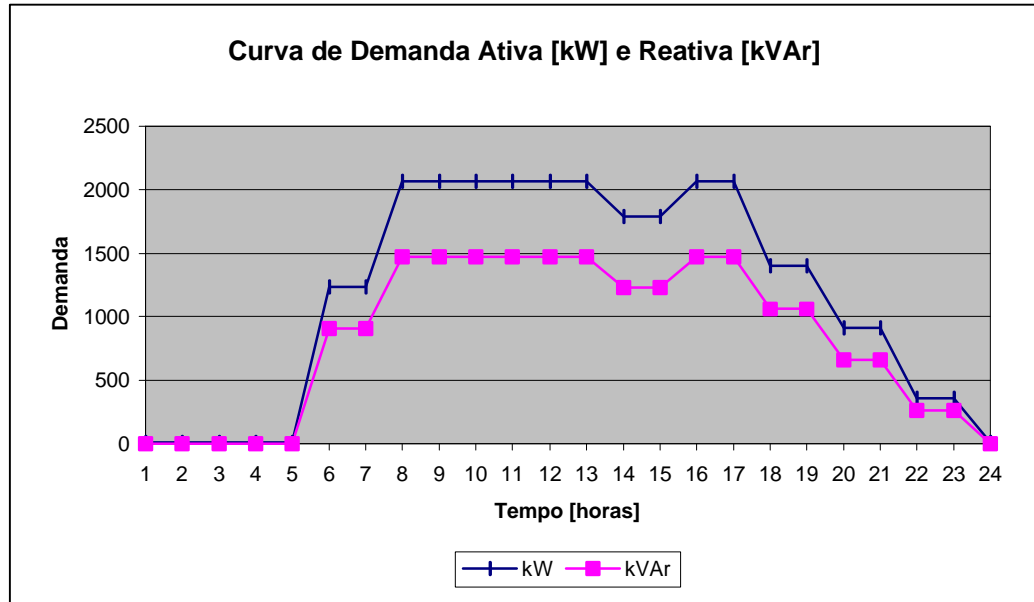



Figura 7.1 - Curva de Demanda Ativa [kW] e Reativa [kVAr].

d) *Cálculo do fator de potência*

Para o cálculo do fator de potência, é necessário calcular os consumos de energia ativa e reativa para o período de um mês de operação da indústria. Estes valores são obtidos multiplicando-se as demandas ativa e reativa pelo tempo considerado de operação diária e pelo número de dias de funcionamento previsto.

- *valor do consumo de energia ativa diário vale:*

C_{kWhd} = (8,2 x 6h) + (1.239 x 2h) + (2.066 x 8h) + (1.790 x 2h) + (1.790 x 2h) + (358 x 2h)

C_{kWhd} = 27.979 kWh/dia

- *valor do consumo de energia ativa mensal (considerando-se 22 dias) vale:*

C_{kWhm} = 27.979kWh x 22 dias = 615.538 kWh/mês

- *O valor do consumo de energia reativa diário vale:*

C_{kVArhd} = (1,7 x 6h) + (905 x 2h) + (1.476 x 8h) + (1.060 x 2h) + (659 x 2h) + (260 x 2h)

C_{kVArhd} = 20.052 kVArh/dia

- *O valor do consumo de energia reativa mensal (considerando-se 22 dias) vale:*

C_{kVArhm} = 20.052kVArh x 22 dias= 441.144 kVArh/mês

Através da aplicação da expressão 7.1, obtemos:

$$FP = \frac{CA}{\sqrt{CA^2 + CR^2}} = \frac{615.538}{\sqrt{615.538^2 + 441.144^2}} = 0,81$$

7.1.1.2 - Método analítico

Este método baseia-se na resolução do triângulo das potências. Cada carga é considerada individualmente, calculando-se a sua demanda ativa e reativa, com base no fator de potência nominal. Ao se obterem finalmente os valores de demanda ativa e reativa, calcula-se o valor do ângulo ϕ. Este método, em geral, é empregado quando se deseja obter o fator de potência ***num ponto determinado do ciclo de carga***.

Exemplo 7.2

Determinar o fator de potência, na demanda máxima prevista, de uma instalação industrial, cuja carga é composta de:

- *25 motores trifásicos de 3cv/380V/4pólos, com FP = 0,73;*
- *15 motores trifásicos de 30cv/380V/4pólos, com FP = 0,83;*
- *500 lâmpadas fluorescentes de 40W (perdas = 15,3W), com reator de baixo fator de potência, ou seja, 0,4 em atraso.*

Solução:

- *Para os motores de 3cv, tem-se:*

P_1 = 3cv x 0,736kW x 25 = 55,2kW

Q_1 = 55,2 x tg [arcos(0,73)] = 51,6kVAr

Para os motores de 30cv, tem-se:

P_2 = 30cv x 0,736kW x 15 = 331,2kW

Q_2 = 331,2 x tg [arcos(0,83)] = 222,5kVAr

A carga de iluminação vale:

P_1 = [(500 x 40W) / 1.000] + [(500 x 15,3W) / 1.000] = 27,6kW

Q_1 = [(500 x 15,3) / 1.000] x tg[arcos(0,4)] = 17,5kVAr

Os triângulos de potências correspondentes a cada conjunto estão mostrados na figura 7.2(a), (b) e (c). Compondo-se os diversos triângulos das potências, tem-se o triângulo resultante, conforme a figura 7.2(d).

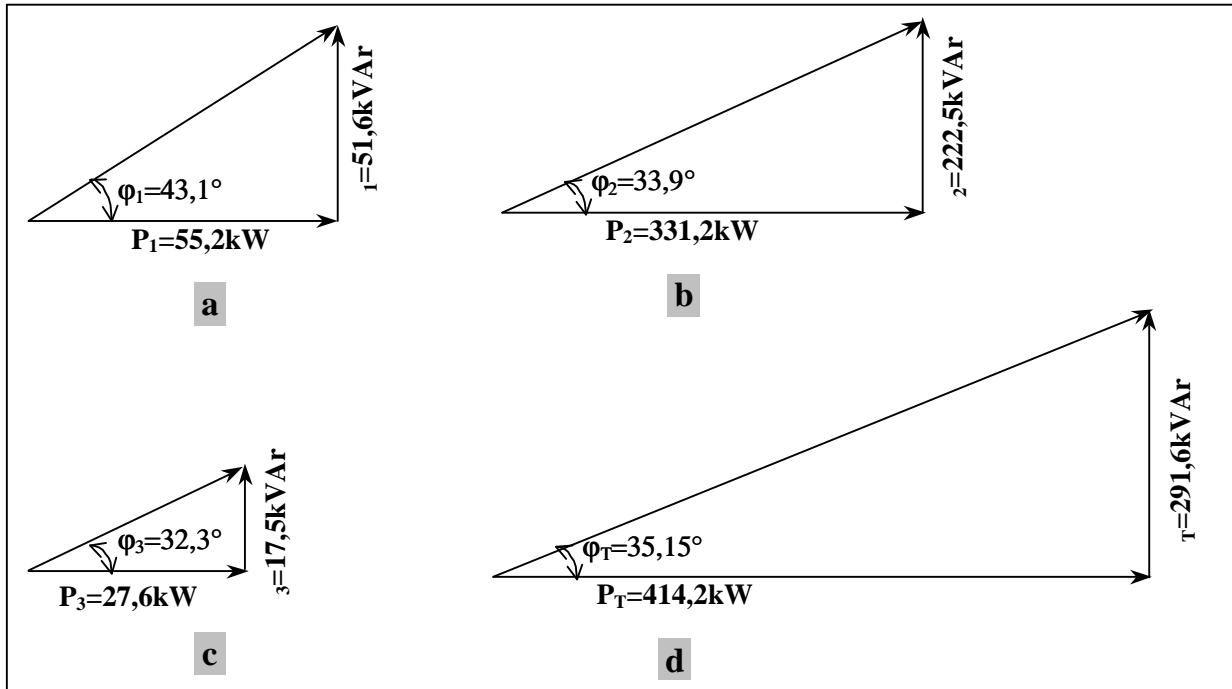



Figura 7.2 - Triângulos das potências do exemplo 7.2.

O fator de potência do conjunto vale:

$P_T = P_1 + P_2 + P_3$ = 55,2 + 331,2 + 27,6 = 414 kW

$Q_T = Q_1 + Q_2 + Q_3$ = 51,6 + 222,5 + 17,5 = 291,6 kVAr

ƒ = arctg (P_T / Q_T) = arctg (291,6 / 414) = 35,15º

FP = cos (35,15º) = 0,817

7.2 - Instalações em operação

A determinação precisa do fator de potência somente é possível quando a instalação está operando em plena carga. Em geral, não se deve proceder à medição do fator de potência em indústrias recém-inauguradas, em virtude de nem sempre todas as máquinas estarem em operação de regime.

O fator de potência de uma instalação industrial poderá ser alterado se algumas providências de ordem administrativas forem executadas, quais sejam:

- Desligar da rede os motores que estiverem operando em vazio;
- Manter energizado somente um transformador da subestação, quando a indústria estiver operando em carga leve, ou somente com a iluminação de vigia;
- Substituir os motores superdimensionados por unidades de menor potência;

Para a determinação do fator de potência podem ser adotados os métodos a seguir.

7.2.1 - Método dos consumos médios mensais

Este é um dos métodos mais simples conhecidos. Consiste em tabular os consumos de energia ativa e reativa fornecidos na conta emitida pela concessionária. É conveniente que sejam computadas as contas de energia correspondentes a um período igual ou superior a seis meses.

Caso a indústria apresente sazonalidade de produção, é necessário considerar este fato, aumentando-se o período do estudo, por exemplo, para 12 meses. Com os resultados obtidos pela média aritmética dos valores tabulados, emprega-se a expressão 7.1.

Exemplo 7.3

Considerar uma instalação industrial cujos consumos mensais foram organizados segundo a tabela 7.4. Determinar o fator de potência médio da instalação.

Tabela 7.4
Consumos médios

Mês	Consumos	
	kWh	kVArh
Julho	17.580	17.900
Agosto	19.410	18.720
Setembro	20.070	19.400
Outubro	18.480	17.560
Novembro	15.320	13.200
Dezembro	17.560	17.600
Soma	108.420	104.380
Média	18.070	17.396

Aplicando-se a expressão 7.1, tem-se:

$$FP = \frac{18.070}{\sqrt{18.070^2 + 17.396^2}} = 0{,}72$$

7.2.2 - Método analítico

Este método é o mesmo apresentado no item 7.1.1.2.

ANEXO A: GRAFIA DAS UNIDADES E SÍMBOLOS

(Transcrito do Quadro Geral de Unidades de Medida, conforme Decreto nº 81.621 de 03 de Maio de 1978)

1 - Sistema Internacional de Unidades

O Sistema Internacional de Unidades compreende:

a) Sete unidades de base:

Tabela A.1 Unidades Base		
Unidade	**Símbolo**	**Grandeza**
metro	m	comprimento
quilograma	kg	massa
segundo	s	tempo
ampère	A	corrente elétrica
kelvin	K	temperatura termodinâmica
mol	mol	quantidade de matéria
candela	cd	intensidade luminosa

b) Duas unidades suplementares:

Tabela A.2 Unidades Suplementares		
Unidade	**Símbolo**	**Grandeza**
radiano	rad	ângulo plano
esterradiano	sr	ângulo sólido

c) Unidades derivadas, deduzidas direta ou indiretamente das unidades de base e suplementares

d) Os múltiplos e submúltiplos decimais das unidades acima, cujos nomes são formados pelo emprego dos prefixos SI da Tabela I.

2 - Outras Unidades

As unidades fora do SI admitidas no Quadro Geral de Unidades são de duas espécies:

a) Unidades aceitas para uso com o SI, isoladamente ou combinadas entre si e/ou com unidades SI, sem restrição de prazo.

3 - Prescrições Gerais

3.1 - Grafia dos nomes de unidades

3.1.1 - Quando escritos por extenso, os nomes de unidades começam por letra minúscula, mesmo quando têm o nome de um cientista (por exemplo, ampère, kelvin, newton etc.), exceto o grau Celsius.

3.1.2 - Na expressão do valor numérico de uma grandeza, a respectiva unidade pode ser escrita por extenso ou representada pelo seu símbolo (por exemplo, quilovolts por milímetro ou kV/mm), não sendo admitidas combinações de partes escritas por extenso com partes expressas por símbolo.

3.2 - Plural dos nomes de unidades

Quando os nomes de unidades são escritos ou pronunciados por extenso, a formação do plural obedece às seguintes regras básicas:

a) Os prefixos SI são sempre invariáveis.

b) Os nomes de unidades que recebem a letra "s" no final de cada palavra, exceto nos casos de (c):

1. Quando são palavras simples. Por exemplo, ampères, candelas, farads, grays, joules, kelvins, quilogramas, volts, webers etc.;
2. Quando são palavras compostas em que o elemento complementar de um nome de unidade não é ligado a este por hífen. Por exemplo, metros quadrados, milhas marítimas, unidades astronômicas etc;
3. Quando são termos compostos por multiplicação, em que os componentes podem variar independentemente um do outro. Por exemplo, ampères-horas, newtons-metros, ohms-metros, pascals-segundos, watts-horas etc;

***Nota**: segundo esta regra, e a menos que o nome da unidade entre no uso vulgar, o plural não desfigura o nome que a unidade tem no singular (por exemplo, decibels, henrys, mols, pascals etc.), não se aplicando aos nomes de unidades certas regras usuais de formação do plural de palavras.*

c) Os nomes ou partes dos nomes de unidades não recebem a letra "s" no final:

1. Quando terminam pelas letras s, x ou z. por exemplo, siemens, lux, hertz etc;

2. Quando correspondem ao denominador de unidades compostas por divisão. Por exemplo, quilômetros por hora, lumens por watt, watts por esterradiano etc;
3. Quando, em palavras compostas, são elementos complementares de nomes de unidades e ligados a estes por hífen ou preposição. Por exemplo, anos-luz, elétrons-volt, quilogramas-força, unidades (unificadas) de massa atômica etc.

3.3 - Grafia dos símbolos de unidades

3.3.1 - A grafia dos símbolos de unidades obedece às seguintes regras básicas:

a) Os símbolos são invariáveis, não sendo admitido colocar, após o símbolo, seja ponto de abreviatura, seja "s" de plural, sejam sinais, letras ou índices. Por exemplo, o símbolo do watt é sempre W, qualquer que seja o tipo de potência a que se refira: mecãnica, elétrica, térmica, acústica etc.;
b) Os prefixos SI nunca são justapostos num mesmo símbolo. Por exemplo, unidades como GWh, nm, pF etc., não devem ser substituídas por expressões em que se justaponham, respectivamente, os prefixos mega e quilo, mili e micro, micro e micro etc;
c) Os prefixos SI podem coexistir num símbolo composto por multiplicação ou divisão. Por exemplo, kN.cm, kΩ.mA, kV/mm, MΩ.cm, kV/µs, µW/cm^2 etc.;
d) Os símbolos de uma mesma unidade podem coexistir num símbolo composto por divisão. Por exemplo, kWh/h etc.;
e) O símbolo é escrito no mesmo alinhamento do número a que se refere, e não como expoente ou índice. São exceções, os símbolos das unidades não SI de ângulo plano (º´´´), os expoentes dos símbolos que têm expoente, o sinal (ângulo) do símbolo do grau Celsius e os símbolos que têm divisão indicada por traço de fração horizontal;
f) O símbolo de uma unidade composta por multiplicação pode ser formado pela justaposição dos símbolos componentes e que não cause ambiguidade (VA, kWh etc.), ou mediante a colocação de um ponto entre os símbolos componentes, na base da linha ou a meia altura (N.m ou N'm, $m.s^{-1}$ ou $m's^{-1}$ etc.);

g) O símbolo de uma unidade que contém divisão pode ser formado por uma qualquer da três maneiras exemplificadas a seguir:

$W/(sr.m^2)$

$W.sr^{-1}.m^{-2}$

$\frac{W}{sr.m^2}$

não devendo ser empregada esta última forma quando o símbolo, escrito em duas linhas diferentes, puder causar confusão.

3.3.2 - Quando um símbolo com prefixo tem expoente, deve-se entender que esse expoente afeta o conjunto prefixo-unidade, como se este conjunto estivesse entre parênteses. Por exemplo:

$dm^3 = 10^{-3}m^3$

$mm^3 = 10^{-9}m^3$

3.4 - Grafia dos números

As prescrições desta seção não se aplicam aos números que não representam quantidades (por exemplo, numeração de elementos em sequência, códigos de identificação, datas, números de telefones etc.).

3.4.1 - Para separar a parte inteira da parte decimal de um número, é empregada sempre uma vírgula; quando o valor absoluto do número é menor do que 1, coloca-se 0 à esquerda da vírgula.

3.4.2 - Os números que representam quantias em dinheiro, ou quantidades de mercadorias, bens ou serviços em documentos para efeitos fiscais, jurídicos e/ou comerciais, devem ser escritos com os algarismos separados em grupos de três, a contar da vírgula para a esquerda e para a direita, com pontos separando esses grupos entre si.

Nos demais casos, é recomendado que os algarismos da parte inteira e os da parte decimal dos números sejam separados em grupos de três, a contar da vírgula para a esquerda e para a direita, com pequenos espaços entre esses grupos (por exemplo, em trabalhos de caráter técnico ou científico), mas também admitindo que os algarismos da parte inteira e os da parte decimal sejam escritos seguidamente (isto é, sem separação em grupos).

3.4.3 - Para exprimir números sem escrever ou pronunciar todos os seus algarismos:

a) Para os números que representam quantias em dinheiro, ou quantidades de mercadorias, bens ou serviços, são empregados de uma maneira geral as palavras:

mil	=	10^3	=	1 000
milhão	=	10^6	=	1 000 000
bilhão	=	10^9	=	1 000 000 000
trilhão	=	10^{12}	=	1 000 000 000 000

podendo ser opcionalmente empregados os prefixos SI ou os fatores decimais da Tabela de Prefixos SI, em casos especiais (por exemplo, em cabeçalhos de tabelas);

b) Para trabalhos de caráter técnico ou científico, é recomendado o emprego dos prefixos SI ou os fatores decimais da Tabela de Prefixos SI.

3.5 - Espaçamento entre número e símbolo

O espaçamento entre número e o símbolo da unidade correspondente deve atender a conveniência de cada caso. Assim, por exemplo:

a) Em frases de textos correntes, é dado normalmente o espaçamento correspondente a uma ou meia letra, mas não se deve dar espaçamento quando há possibilidade de fraude;

b) Em colunas de tabelas, é facultativo utilizar espaçamentos diversos entre os números e os símbolos das unidades correspondentes.

3.6 - Pronúncia dos múltiplos e submúltiplos decimais das unidades

Na forma oral, os nomes dos múltiplos e submúltiplos decimais das unidades são pronunciados por extenso, prevalecendo a sílaba tônica da unidade.

***Nota**: as palavras quilômetro, decímetro, centímetro e milímetro, consagradas pelo uso com o acento tônico deslocado para o prefixo, são as únicas exceções a esta regra; assim sendo, os outros múltiplos e submúltiplos decimais do metro devem ser pronunciados com o acento tônico na penúltima sílaba (mé), por*

exemplo, megametro, micrometro (distinto de micrômetro, instrumento de medida), nanometro etc.

3.7 - Grandezas expressas por valores relativos

É aceitável exprimir, quando conveniente, os valores de certas grandezas em relação a um valor determinado da mesma grandeza tomado como referência, na forma de fração ou percentagem. Tais são, dentre outras, a massa específica, a massa atômica ou molecular, a condutividade etc.

Tabela A.3
Prefixos SI (Sistema Internacional)

Nome	Símbolo	Multiplicador	
exe	E	10^{18}	1 000 000 000 000 000 000
peta	P	10^{15}	1 000 000 000 000 000
tera	T	10^{12}	1 000 000 000 000
giga	G	10^{9}	1 000 000 000
mega	M	10^{6}	1 000 000
kilo	k	10^{3}	1 000
hecto	h	10^{2}	100
deca	da	10	10
deci	d	10^{-1}	0,1
centi	c	10^{-2}	0,01
mili	m	10^{-3}	0,001
micro	μ	10^{-6}	0,000 001
nano	n	10^{-9}	0,000 000 001
pico	p	10^{-12}	0,000 000 000 001
femto	f	10^{-15}	0,000 000 000 000 001
atto	a	10^{-18}	0,000 000 000 000 000 001

Observações:

a) Por motivos históricos, o nome da unidade SI de massa contém um prefixo; excepcionalmente e por convenção, os múltiplos e submúltiplos dessa unidade são formados pela adjunção de outros prefixos SI à palavra grama e ao símbolo *g*.

b) Os prefixos desta Tabela podem ser também empregados com unidades que pertencem ao SI.

c) Sobre os símbolos de unidades que têm prefixo e expoente ver 3.2.

d) As grafias "fento" e "ato" são admitidas em obras sem caráter técnico.

Seguem abaixo as unidades elétricas e magnéticas do SI:

Tabela A.4
Unidades do Sistema Internacional de Unidades

Grandezas	Unidades			Observações
	Nome	Símbolo	Definição	
Capacitância	farad	F	Capacitância de um elemento passivo de circuito entre cujos terminais a tensão elétrica varia uniformemente à razão de 1 volt por segundo, quando percorrido por uma corrente invariável de 1 ampère.	
Carga elétrica (quantidade de eletricidade)	coulomb	c	Carga elétrica que atravessa em 1 segundo, uma seção transversal de um condutor percorrido por uma corrente invariável de 1 ampère.	
Condutância	siemens	S	Condutância de um elemento passivo de circuito cuja resistência elétrica é de 1 ohm.	O siemens é também unidade de admitância e de susceptância em elementos de circuito percorridos por corrente alternada.
Condutividade	siemens por metro	S/m	Condutividade de um material homogêneo e isótropo cuja resistividade é de 1 ohm-metro.	
Corrente elétrica	ampère	A	Corrente elétrica invariável que, mantida em dois condutores retilíneos, paralelos, de comprimento infinito e de área de seção transversal desprezível e situados no vácuo a 1 metro de distância um do outro, produz entre esses condutores uma força igual a 2×10^{-7} newton, por metro de comprimento desses condutores	O ampère é também unidade de forla magnetomotriz. Nesses casos, se houver possibilidade de confusão, poderá ser chamado ampère-espira, porém sem alterar o símbolo A.

Tabela A.4 Unidades do Sistema Internacional de Unidades				
Densidade de fluxo de energia	watt por metro quadrado	W/m^2	Densidade de um fluxo de energia uniforme de 1 watt, através de uma superfície plana de 1 metro quadrado de área, perpendicular à direção de propagação da energia.	
Fluxo magnético	weber	Wb	Fluxo magnético uniforme através de uma superfície plana de área igual a 1 metro quadrado, perpendicular à direção de uma indução magnética uniforme de 1 tesla.	
Gradiente de potencial, intensidade de campo elétrico	volt por metro	V/m	Gradiente de potencial uniforme que se verifica em um meio homogêneo e isótropo, quando é de 1 volt a diferença de potencial entre dois planos equipotenciais situados a 1 metro de distância um do outro.	A intensidade de campo elétrico pode ser também expressa em newtons por coulomb.
Indução magnética	tesla	T	Indução magnética uniforme que produz uma força constante de 1 newton por metro de um condutor retilíneo situado no vácuo e percorrido por uma corrente invariável de 1 ampère, sendo perpendiculares entre si as direções da indução magnética, da força e da corrente.	
Indutância	henry	H	Indutância de um elemento passivo de circuito entre cujos terminais se induz uma tensão constante de 1 volt, quando percorrido por uma corrente que varia uniformemente á razão de 1 ampère por segundo.	

Tabela A.4 Unidades do Sistema Internacional de Unidades				
Intensidade de campo magnético	ampère por metro	A/m	Intensidade de um campo magnético uniforme, criado por uma corrente invariável de 1 ampère, que percorre um condutor retilíneo, de comprimento infinito e de área de seção transversal desprezível, em qualquer ponto de uma superfície cilíndrica de diretriz circular com 1 metro de circunferência e que tem como eixo o referido condutor.	
Potência aparente	volt-ampère	VA	Potência aparente de um circuito percorrido por uma corrente alternada senoidal com valor eficaz de 1 ampère, sob uma tensão elétrica com valor eficaz de 1 volt.	
Potência reativa	VAr	VAr	Potência reativa de um circuito percorrido por uma corrente alternada senoidal com valor eficaz de 1 ampère, sob uma tensão com valor eficaz de 1 volt, defasada de $\pi/2$ radianos em relação à corrente.	
Potência, fluxo de energia	watt	W	Potência desenvolvida quando se realiza, de maneira contínua e uniforme, o trabalho de 1 joule em 1 segundo.	
Relutância	ampère por weber	A/Wb	Relutância de um elemento de circuito magnético, no qual uma força magnetomotriz invariável de 1 ampère produz um fluxo magnético uniforme de 1 weber.	

Tabela A.4 Unidades do Sistema Internacional de Unidades				
Resistência elétrica	ohm	Ω	Resistência elétrica de um elemento passivo de circuito que é percorrido por uma corrente invariável de 1 ampère, quando uma tensão elétrica constante de 1 volt é aplicada aos seus terminais.	O ohm é também unidade de impedância e de reatância em elementos de circuito percorridos por corrente alternada.
Resistividade	ohm-metro	Ω.m	Resistividade de um material homogêneo e isótropo, do qual um cubo com 1 metro de aresta apresenta uma resistência elétrica de 1 ohm entre faces opostas.	
Tensão elétrica, diferença de potencial, força eletromotriz	volt	V	Tensão elétrica entre os terminais de um elemento passivo de circuito, que dissipa a potência de 1 watt quando percorrido por uma corrente invariável de 1 ampère.	
Trabalho, Energia, Quantidade de calor	joule	J	Trabalho realizado por uma força constante de 1 newton, que desloca seu ponto de aplicação de 1 metro na sua direção.	

ANEXO B: SOBRE O AUTOR

O autor do curso, Ricardo Prado Tamietti, é engenheiro eletricista, formado na Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais (08/1994), onde também concluiu o curso de pós-graduação em Engenharia de Telecomunicações (04/2000).

É especialista em Sistemas Elétricos de Potência e Eletrotécnica (projetos elétricos residenciais, prediais e industriais, nas áreas de eletricidade, instrumentação, automação e telecomunicação), trabalhando na implantação, supervisão, acompanhamento e gerenciamento de Projetos Elétricos Industriais e de Telecomunicações (infra-estrutura). Exerce participação ativa na elaboração, coordenação e aplicação de Sistema de Gestão da Qualidade ISO 9001 em Projetos de Engenharia.

É supervisor e professor de Eletrotécnica em escolas de ensino médio e profissionalizante no estado de Minas Gerais, onde também ministra palestras e seminários técnicos.

Sócio-diretor (desde 12/1999) da VERT Engenharia.

Principais Trabalhos e Publicações:

- Apostila para cursos técnicos: "Técnicas para Elaboração de Projetos Elétricos Residenciais", "Instalações Elétricas de Baixa tensão", "Aterramento Elétrico", "Proteção contra sobrecorrentes", "Proteção contra choque elétrico";
- Matéria: "A precariedade das instalações elétricas de baixa tensão no Brasil" (revista LUMIÈRE - Julho/2001);
- Livro: "Passo a Passo das Instalações Elétricas Residenciais" - IEA Editora - 1ª Ed. - 2001;
- CD-ROM: "Técnicas para Elaboração de Projetos Elétricos Residenciais";
- CD-ROM: "Utilitário para Cálculos Eletrotécnicos";
- CD-ROM: "Glossário Técnico de Eletricidade";
- CD-ROM: "Correção do Fator de Potência";

Principais Palestras Proferidas:

- 8º Encontro Nacional de Instalações Elétricas - ENIE-2001 (Eletricidade Moderna: "Técnicas para Elaboração de Projetos Elétricos Residenciais";
- Instalações Elétricas de Baixa Tensão - SINDUSCON-MG (1998 - 1999 - 2000 - 2001 - 2002).

ANEXO C: NORMAS TÉCNICAS DE REFERÊNCIA

1. Ascareis para transformadores e capacitores *(NBR 8371)*
2. Capacitor cerâmico fixo em forma de disco, tipo 3, categoria climática 40/085/21. *(NBR 6725)*
3. Capacitor cerâmico fixo em forma de disco, tipo 1, categoria climática 55-085-21, alta tensão *(NBR 6526)*
4. Capacitor cerâmico fixo em forma de disco, tipo 1, categoria climática 55-085-21, média tensão *(NBR 6525)*
5. Capacitor cerâmico fixo em forma de disco, tipo 2, categoria climática 55/085/21, alta tensão *(NBR 6726)*
6. Capacitor de acoplamento *(NBR 8017)*
7. Capacitor fixo com dielétrico de policarbonato metalizado, achatado, categoria climática 40/100/21 *(NBR 6723)*
8. Capacitor fixo com dielétrico de poliéster cilíndrico, categoria climática 40/085/21 *(NBR 6803)*
9. Capacitor fixo com dielétrico de poliester metalizado, achatado, categoria climática 40/100/04 *(NBR 6802)*
10. Capacitor fixo com dielétrico de poliéster metalizado, categoria climática 55-085-56 *(NBR 6806)*
11. Capacitores *(NBR 5469)*
12. Capacitores com dielétrico de cerâmica – Seleção dos métodos de ensaio e requisitos gerais *(NBR 5200)*
13. Capacitores com dielétrico de cerâmica tipo 1-Especificação detalhada *(NBR 5201)*
14. Capacitores com dielétrico de cerâmica tipo 2 – Especificação detalhada *(NBR 5202)*
15. Capacitores com dielétrico de filme de papel – Especificação detalhada *(NBR 5196)*
16. Capacitores com dielétrico de filme de papel metalizado tipos 1 e tipo 2 – Especificação detalhada *(NBR 5195)*
17. Capacitores com dielétrico de filme de poliestireno – Especificação detalhada *(NBR 5194)*
18. Capacitores com dielétrico de filme policarbonado – Especificação detalhada *(NBR 5198)*
19. Capacitores com dielétrico de mica metalizado – Especificação detalhada *(NBR 5199)*
20. Capacitores com dielétrico de poliester – Especificação detalhada *(NBR 5197)*
21. Capacitores de potência *(NBR 5289)*

22. Capacitores de potência em derivação para sistema de tensão nominal acima de 1000 V *(NBR 5282)*
23. Capacitores de potência em derivação, para sistema de tensão nominal acima de 1000 V – Características elétricas e construtivas *(NBR 12479)*
24. Capacitores eletrolíticos fixos *(NBR 6978)*
25. Capacitores eletrolíticos fixos de alumínio – Seleção dos métodos de ensaio requisitos gerais *(NBR 5203)*
26. Capacitores eletrolíticos fixos de alumínio – Seleção dos métodos de ensaio e requisitos gerais *(NBR 8440)*
27. Capacitores eletrolíticos fixos de alumínio tipo 1 – Especificação detalhada *(NBR 5204)*
28. Capacitores eletrolíticos fixos de alumínio tipo 2 – Especificação detalhada *(NBR 5205)*
29. Capacitores eletrolíticos para motores de corrente alternada *(NBR 11871)*
30. Capacitores fixos – Termos e definições *(NBR 5192)*
31. Capacitores fixos com dielétrico de filme – Seleção dos métodos de ensaio e requisitos gerais *(NBR 5193)*
32. Capacitores fixos com dielétrico de filme de polipropileno metalizado para corrente contínua, para uso em equipamento eletrônico *(NBR 10489)*
33. Capacitores fixos com dielétrico de mica para CC com tensão nominal não excedendo 3000 V *(NBR 10503)*
34. Capacitores fixos utilizados em equipamentos eletrõnicos – Determinação de características elétricas, mecânicas e climáticas *(NBR 5087)*
35. Capacitores secos auto-regeneradores com dielétrico de filme de polipropileno metalizado para motores de corrente alternada *(NBR 10862)*
36. Capacitores secos auto-regeneradores com dielétrico de filme polipropileno metalizado para motores de corrente alternada *(NBR 9934)*
37. Capacitores série para sistemas de potência *(NBR 8763)*
38. Código indicativo de classe de temperatura para capacitores cerâmicos tipo 2 *(NBR 6724)*
39. Determinação do espaço ocupado por capacitores *(NBR 6981)*

40. Diâmetros preferenciais de terminais de fios de capacitores e resistores *(NBR 5316)*
41. Dimensões máximas para corpos de capacitores *(NBR 6011)*
42. Estabelece os procedimentos de inspeção de capacitores cerâmicos *(NBR 6015)*
43. Fusíveis internos para capacitores de potência *(NBR 8603)*
44. Guia para instalação e operação de capacitores de potência *(NBR 5060)*
45. Guia para instalação, operação e manutenção de capacitores de potência em derivação *(NBR 10671)*
46. *Inspeção de capacitores de poliéster e policarbonato metalizados ou não (NBR 6687)*
47. Inspeção e homologação de capacitores eletrolíticos de alumínio *(NBR 8757)*
48. Marcação impressa para capacitores fixos *(NBR 6013)*
49. Monoetilenoglicol – Formação de óxido de alumínio em solução aquosa de ácido bórico *(NBR 7354)*
50. Seleção de métodos de ensaio e requisitos gerais de capacitores com dielétrico de cerâmica *(NBR 9324)*
51. Seleção de métodos de ensaio e requisitos gerais de capacitores fixos com dielétrico de papel metalizado para corrente contínua *(NBR 10018)*
52. Seleção de métodos de ensaio e requisitos gerais de capacitores fixos com dielétrico de filme de polipropileno e folhas metálicas para corrente continua, utilizados em equipamentos eletrônicos *(NBR 8758)*
53. Seleção de métodos de ensaio e requisitos gerais de capacitores fixos com dielétrico de filme de poliestireno e fitas metálicas para corrente contínua, utilizados em equipamentos eletrônicos *(NBR 8759)*
54. Seleção de métodos de ensaio e requisitos gerais de capacitores fixos com dielétricos de cerâmica, classe 1 *(NBR 8760)*
55. Seleção de métodos de ensaio e requisitos gerais de capacitores fixos com dielétrico de filme polipropileno metalizado para corrente contínua, utilizados em equipamentos eletrônicos *(NBR 9323)*

56. Seleção de métodos de ensaio e requisitos gerais de capacitores fixos para corrente continua, usando dielétricos de papel impregnado ou papel/filme plástico *(NBR 10017)*
57. Seleção de métodos de ensaio e requisitos gerais de capacitores fixos para uso em equipamento eletrônico com dielétrico de filme de polietileno teraftalado metalizado para corrente contínua. *(NBR 9031)*
58. Seleção dos métodos de ensaio e requisitos gerais de capacitores fixos com dielétrico de filme de polietileno-teraftalato em folhas metálicas para corrente contínua *(NBR 10016)*
59. Série de números normalizados para valores de capacitores fixos *(NBR 6012)*

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

[1] **Correção do Fator de Potência - Guia para o Engenheiro de Fábrica**. Engecomp Sprague Capacitores Ltda.

[2] **Manual Inducon - Capacitores de Potência**. Inducon do Brasil Capacitores S/A.

[3] **Manual WEG - Correção de Fator de Potência**. WEG.

[4] **NBR 5410 -** Instalações Elétricas de Baixa Tensão. ABNT**,** 1997.

[5] **NBR 5060** - Guia para instalação e Operação de Capacitores de Potência - Procedimento. ABNT**.**

[6] **NBR 5282** - Capacitores de Potência em Derivação para Sistemas de Tensão Nominal acima de 1.000V - Especificação. ABNT**.**

[7] **Quadro Geral de Unidades de Medida** - Decreto Nº 81.621 - 03/05/78.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO N.º 456, DE 29 DE NOVEMBRO DE 2000

Estabelece, de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no Decreto n.º 24.643, de 10 de julho de 1934 – Código de Águas, no Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957 – Regulamento dos Serviços de Energia Elétrica, nas Leis n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 – Regime de Concessão e Permissão da Prestação dos Serviços Públicos, n.º 9.074, de 7 de julho de 1995 – Normas para Outorga e Prorrogação das Concessões e Permissões de Serviços Públicos, n.º 8.078, de 11 de setembro de 1990 - Código de Defesa do Consumidor, n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996 – Instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, e no Decreto n.º 2.335, de 6 de outubro de 1997 - Constituição da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL; e

Considerando a necessidade de rever, atualizar e consolidar as disposições referentes às Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, visando aprimorar o relacionamento entre os agentes responsáveis pela prestação do serviço público de energia elétrica e os consumidores;

Considerando a conveniência de imprimir melhor aproveitamento ao sistema elétrico e, conseqüentemente, minimizar a necessidade de investimentos para ampliação de sua capacidade;

Considerando a conveniência e oportunidade de consolidar e aprimorar as disposições vigentes relativas ao fornecimento de energia elétrica, com tarifas diferenciadas para a demanda de potência e consumo de energia, conforme os períodos do ano, os horários de utilização e a estrutura tarifária horo-sazonal;

Considerando as sugestões recebidas em função da Audiência Pública ANEEL n.º 007/98, realizada em 10 de fevereiro de 1999, sobre as Condições de Fornecimento para Iluminação Pública; e

Considerando as sugestões recebidas dos consumidores, de organizações de defesa do consumidor, de associações representativas dos grandes consumidores de energia elétrica, das concessionárias distribuidoras e geradoras de energia elétrica, de organizações sindicais representativas de empregados de empresas distribuidoras de energia elétrica, bem como as sugestões recebidas em função da Audiência Pública ANEEL n.º 007/99, realizada em 5 de novembro de 1999, resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma que se segue, as disposições atualizadas e consolidadas relativas às condições gerais de fornecimento de energia elétrica a serem observadas tanto pelas concessionárias e permissionárias quanto pelos consumidores.

Parágrafo único. Estas disposições aplicam-se também aos consumidores livres, no que couber, de forma complementar à respectiva regulamentação.

DAS DEFINIÇÕES

Art. 2º Para os fins e efeitos desta Resolução são adotadas as seguintes definições mais usuais:

I - Carga instalada: soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW).

II - Concessionária ou permissionária: agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de energia elétrica, referenciado, doravante, apenas pelo termo concessionária.

III - Consumidor: pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que solicitar a concessionária o fornecimento de energia elétrica e assumir a responsabilidade pelo pagamento das faturas e pelas demais obrigações fixadas em normas e regulamentos da ANEEL, assim vinculando-se aos contratos de fornecimento, de uso e de conexão ou de adesão, conforme cada caso.

IV - Consumidor livre: consumidor que pode optar pela compra de energia elétrica junto a qualquer fornecedor, conforme legislação e regulamentos específicos.

V - Contrato de adesão: instrumento contratual com cláusulas vinculadas às normas e regulamentos aprovados pela ANEEL, não podendo o conteúdo das mesmas ser modificado pela concessionária ou consumidor, a ser aceito ou rejeitado de forma integral.

VI - Contrato de fornecimento: instrumento contratual em que a concessionária e o consumidor responsável por unidade consumidora do Grupo "A" ajustam as características técnicas e as condições comerciais do fornecimento de energia elétrica.

VII - Contrato de uso e de conexão: instrumento contratual em que o consumidor livre ajusta com a concessionária as características técnicas e as condições de utilização do sistema elétrico local, conforme regulamentação específica.

VIII - Demanda: média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado.

IX - Demanda contratada: demanda de potência ativa a ser obrigatória e contínuamente disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados no contrato de fornecimento e que deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).

X - Demanda de ultrapassagem: parcela da demanda medida que excede o valor da demanda contratada, expressa em quilowatts (kW).

XI - Demanda faturável: valor da demanda de potência ativa, identificado de acordo com os critérios estabelecidos e considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW).

XII - Demanda medida: maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada no intervalo de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).

XIII - Energia elétrica ativa: energia elétrica que pode ser convertida em outra forma de energia, expressa em quilowatts-hora (kWh).

XIV - Energia elétrica reativa: energia elétrica que circula contínuamente entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada, sem produzir trabalho, expressa em quilovolt-ampère-reativo-hora (kvarh).

XV - Estrutura tarifária: conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativas de acordo com a modalidade de fornecimento.

XVI - Estrutura tarifária convencional: estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.

XVII - Estrutura tarifária horo-sazonal: estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, conforme especificação a seguir:

a) Tarifa Azul: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia.

b) Tarifa Verde: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência.

c) Horário de ponta (P): período definido pela concessionária e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais, considerando as características do seu sistema elétrico.

d) Horário fora de ponta (F): período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.

e) Período úmido (U): período de 5 (cinco) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

f) Período seco (S): período de 7 (sete) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.

XVIII - Fator de carga: razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora, ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado.

XIX - Fator de demanda: razão entre a demanda máxima num intervalo de tempo especificado e a carga instalada na unidade consumidora.

XX - Fator de potência: razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas num mesmo período especificado.

XXI - Fatura de energia elétrica: nota fiscal que apresenta a quantia total que deve ser paga pela prestação do serviço público de energia elétrica, referente a um período especificado, discriminando as parcelas correspondentes.

XXII - Grupo “A”: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo nos termos definidos no art. 82, caracterizado pela estruturação tarifária binômia e subdividido nos seguintes subgrupos:

a) Subgrupo A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;

b) Subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;

c) Subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV;

d) Subgrupo A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;

e) Subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;

f) Subgrupo AS - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo em caráter opcional.

XXIII - Grupo “B”: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão superior a 2,3 kV e faturadas neste Grupo nos termos definidos nos arts. 79 a 81, caracterizado pela estruturação tarifária monômia e subdividido nos seguintes subgrupos:

a) Subgrupo B1 - residencial;

b) Subgrupo B1 - residencial baixa renda;

c) Subgrupo B2 - rural;

d) Subgrupo B2 - cooperativa de eletrificação rural;

e) Subgrupo B2 - serviço público de irrigação;

f) Subgrupo B3 - demais classes;

g) Subgrupo B4 - iluminação pública.

XXIV - Iluminação Pública: serviço que tem por objetivo prover de luz, ou claridade artificial, os logradouros públicos no período noturno ou nos escurecimentos diurnos ocasionais, inclusive aqueles que necessitam de iluminação permanente no período diurno.

XXV - Pedido de fornecimento: ato voluntário do interessado que solicita ser atendido pela concessionária no que tange à prestação de serviço público de fornecimento de energia elétrica, vinculando-se às condições regulamentares dos contratos respectivos.

XXVI - Ponto de entrega: ponto de conexão do sistema elétrico da concessionária com as instalações elétricas da unidade consumidora, caracterizando-se como o limite de responsabilidade do fornecimento.

XXVII - Potência: quantidade de energia elétrica solicitada na unidade de tempo, expressa em quilowatts (kW).

XXVIII - Potência disponibilizada: potência que o sistema elétrico da concessionária deve dispor para atender às instalações elétricas da unidade consumidora, segundo os critérios estabelecidos nesta Resolução e configurada nos seguintes parâmetros:

a) unidade consumidora do Grupo "A": a demanda contratada, expressa em quilowatts (kW);

b) unidade consumidora do Grupo "B": a potência em kVA, resultante da multiplicação da capacidade nominal ou regulada, de condução de corrente elétrica do equipamento de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado no caso de fornecimento trifásico, o fator específico referente ao número de fases.

XXIX - Potência instalada: soma das potências nominais de equipamentos elétricos de mesma espécie instalados na unidade consumidora e em condições de entrar em funcionamento.

XXX - Ramal de ligação: conjunto de condutores e acessórios instalados entre o ponto de derivação da rede da concessionária e o ponto de entrega.

XXXI - Religação: procedimento efetuado pela concessionária com o objetivo de restabelecer o fornecimento à unidade consumidora, por solicitação do mesmo consumidor responsável pelo fato que motivou a suspensão.

XXXII - Subestação: parte das instalações elétricas da unidade consumidora atendida em tensão primária de distribuição que agrupa os equipamentos, condutores e acessórios destinados à proteção, medição, manobra e transformação de grandezas elétricas.

XXXIII - Subestação transformadora compartilhada: subestação particular utilizada para fornecimento de energia elétrica simultaneamente a duas ou mais unidades consumidoras.

XXXIV - Tarifa: preço da unidade de energia elétrica e/ou da demanda de potência ativas.

XXXV - Tarifa monômia: tarifa de fornecimento de energia elétrica constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa.

XXXVI - Tarifa binômia: conjunto de tarifas de fornecimento constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável.

XXXVII - Tarifa de ultrapassagem: tarifa aplicável sobre a diferença positiva entre a demanda medida e a contratada, quando exceder os limites estabelecidos.

XXXVIII - Tensão secundária de distribuição: tensão disponibilizada no sistema elétrico da concessionária com valores padronizados inferiores a 2,3 kV.

XIL - Tensão primária de distribuição: tensão disponibilizada no sistema elétrico da concessionária com valores padronizados iguais ou superiores a 2,3 kV.

XL - Unidade consumidora: conjunto de instalações e equipamentos elétricos caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor.

XLI - Valor líquido da fatura: valor em moeda corrente resultante da aplicação das respectivas tarifas de fornecimento, sem incidência de imposto, sobre as componentes de consumo de energia elétrica ativa, de demanda de potência ativa, de uso do sistema, de consumo de energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes.

XLII - Valor mínimo faturável: valor referente ao custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicável ao faturamento de unidades consumidoras do Grupo "B", de acordo com os limites fixados por tipo de ligação.

DO PEDIDO DE FORNECIMENTO

Art. 3º Efetivado o pedido de fornecimento à concessionária, esta cientificará ao interessado quanto à:

I - obrigatoriedade de:

a) observância, nas instalações elétricas da unidade consumidora, das normas expedidas pelos órgãos oficiais competentes, pela Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT ou outra

organização credenciada pelo Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - CONMETRO, e das normas e padrões da concessionária, postos à disposição do interessado;

b) instalação, pelo interessado, quando exigido pela concessionária, em locais apropriados de livre e fácil acesso, de caixas, quadros, painéis ou cubículos destinados à instalação de medidores, transformadores de medição e outros aparelhos da concessionária, necessários à medição de consumos de energia elétrica e demandas de potência, quando houver, e à proteção destas instalações;

c) declaração descritiva da carga instalada na unidade consumidora;

d) celebração de contrato de fornecimento com consumidor responsável por unidade consumidora do Grupo “A”;

e) aceitação dos termos do contrato de adesão pelo consumidor responsável por unidade consumidora do Grupo “B”;

f) fornecimento de informações referentes a natureza da atividade desenvolvida na unidade consumidora, a finalidade da utilização da energia elétrica, e a necessidade de comunicar eventuais alterações supervenientes.

II - eventual necessidade de:

a) execução de obras e/ou serviços nas redes e/ou instalação de equipamentos, da concessionária e/ou do consumidor, conforme a tensão de fornecimento e a carga instalada a ser atendida;

b) construção, pelo interessado, em local de livre e fácil acesso, em condições adequadas de iluminação, ventilação e segurança, de compartimento destinado, exclusivamente, à instalação de equipamentos de transformação, proteção e outros, da concessionária e/ou do interessado, necessários ao atendimento das unidades consumidoras da edificação;

c) obtenção de autorização federal para construção de linha destinada a uso exclusivo do interessado;

d) apresentação de licença emitida por órgão responsável pela preservação do meio ambiente, quando a unidade consumidora localizar-se em área de proteção ambiental;

e) participação financeira do interessado, na forma da legislação e regulamentos aplicáveis;

f) adoção, pelo interessado, de providências necessárias à obtenção de benefícios estipulados pela legislação;

g) apresentação dos documentos relativos à sua constituição e registro, quando pessoa jurídica;

h) apresentação da Carteira de Identidade ou, na ausência desta, de outro documento de identificação e, se houver, do Cadastro de Pessoa Física – CPF, quando pessoa física; e

i) aprovação do projeto de extensão de rede antes do início das obras, quando houver interesse na sua execução mediante a contratação de terceiro legalmente habilitado.

Art. 4º A concessionária poderá condicionar a ligação, religação, alterações contratuais, aumento de carga ou contratação de fornecimentos especiais, solicitados por quem tenha quaisquer débitos no mesmo ou em outro local de sua área de concessão, à quitação dos referidos débitos.

§ 1º A concessionária não poderá condicionar a ligação de unidade consumidora ao pagamento de débito que não seja decorrente de fato originado pela prestação do serviço público de energia elétrica ou não autorizado pelo consumidor, no mesmo ou em outro local de sua área de concessão, exceto nos casos de sucessão comercial.

§ 2º A concessionária não poderá condicionar a ligação de unidade consumidora ao pagamento de débito pendente em nome de terceiros.

Art. 5º A concessionária deverá comunicar, por escrito, quando da efetivação do pedido de fornecimento ou sempre que solicitado, as opções disponíveis para faturamento ou mudança de Grupo tarifário e prestar as informações necessárias e adequadas a cada caso, cabendo ao consumidor formular sua opção também por escrito.

§ 1º A concessionária informará as opções de que tratam os arts. 53, 79 a 82, conforme disposto neste artigo, devendo o consumidor apresentar pedido, por escrito, à concessionária, que se manifestará no prazo de 30 (trinta) dias, contados do recebimento da opção.

§ 2º Exercida qualquer das opções previstas nos arts. 53, 79 a 82, deverá ser efetuada nova alteração nos critérios de faturamento quando:

I - o consumidor o solicitar, desde que a modificação anterior tenha sido feita há mais de 12 (doze) ciclos consecutivos e completos de faturamento; e
II - a concessionária constatar descontinuidade no atendimento dos requisitos exigíveis para a opção.

DA TENSÃO DE FORNECIMENTO

Art. 6º Competirá a concessionária estabelecer e informar ao interessado a tensão de fornecimento para a unidade consumidora, com observância dos seguintes limites:

I - tensão secundária de distribuição: quando a carga instalada na unidade consumidora for igual ou inferior a 75 kW;
II - tensão primária de distribuição inferior a 69 kV: quando a carga instalada na unidade consumidora for superior a 75 kW e a demanda contratada ou estimada pelo interessado, para o fornecimento, for igual ou inferior a 2.500 kW; e
III - tensão primária de distribuição igual ou superior a 69 kV: quando a demanda contratada ou estimada pelo interessado, para o fornecimento, for superior a 2.500 kW.

Parágrafo único. Quando se tratar de unidade consumidora do Grupo “A”, a informação referida no “caput” deste artigo deverá ser efetuada por escrito.

Art. 7º A concessionária poderá estabelecer a tensão do fornecimento sem observar os limites de que trata o art. 6º, quando a unidade consumidora incluir-se em um dos seguintes casos:

I - for atendível, em princípio, em tensão primária de distribuição, mas situar-se em prédio de múltiplas unidades consumidoras predominantemente passíveis de inclusão no critério de fornecimento em tensão secundária de distribuição, conforme o inciso I, art. 6º, e não oferecer condições para ser atendida nesta tensão;
II - estiver localizada em área servida por sistema subterrâneo de distribuição, ou prevista para ser atendida pelo referido sistema de acordo com o plano já configurado no Programa de Obras da concessionária;
III - estiver localizada fora de perímetro urbano;
IV - tiver equipamento que, pelas suas características de funcionamento ou potência, possa prejudicar a qualidade do fornecimento a outros consumidores; e
V - havendo conveniência técnica e econômica para o sistema elétrico da concessionária, não acarretar prejuízo ao interessado.

Art. 8º O responsável por unidade consumidora atendível, a princípio, segundo os limites referidos nos incisos II e III, art. 6º, poderá optar por tensão de fornecimento diferente daquela estabelecida pela concessionária, desde que, havendo viabilidade técnica do sistema elétrico, assuma os investimentos adicionais necessários ao atendimento no nível de tensão pretendido.

DO PONTO DE ENTREGA

Art. 9º O ponto de entrega de energia elétrica deverá situar-se no limite da via pública com o imóvel em que se localizar a unidade consumidora, ressalvados os seguintes casos:

I - havendo uma ou mais propriedades entre a via pública e o imóvel em que se localizar a unidade consumidora, o ponto de entrega situar-se-á no limite da via pública com a primeira propriedade intermediária;

II - em área servida por rede aérea, havendo interesse do consumidor em ser atendido por ramal subterrâneo, o ponto de entrega situar-se-á na conexão deste ramal com a rede aérea;

III - nos casos de prédios de múltiplas unidades, cuja transformação pertença a concessionária e esteja localizada no interior do imóvel, o ponto de entrega situar-se-á na entrada do barramento geral;

IV - quando se tratar de linha de propriedade do consumidor, o ponto de entrega situar-se-á na estrutura inicial desta linha;

V - havendo conveniência técnica e observados os padrões da concessionária, o ponto de entrega poderá situar-se dentro do imóvel em que se localizar a unidade consumidora;

VI - tratando-se de condomínio horizontal, o ponto de entrega deverá situar-se no limite da via interna do condomínio com cada fração integrante do parcelamento; e

VII - tratando-se de fornecimento destinado a sistema de iluminação pública, o ponto de entrega será, alternativamente:

a) a conexão da rede de distribuição da concessionária com as instalações elétricas de iluminação pública, quando estas pertencerem ao Poder Público; e

b) o bulbo da lâmpada, quando as instalações destinadas à iluminação pública pertencerem à concessionária.

Parágrafo único. O ponto de entrega poderá situar-se ou não no local onde forem instalados os equipamentos para medição do consumo de energia elétrica.

Art. 10. Até o ponto de entrega a concessionária deverá adotar todas as providências com vistas a viabilizar o fornecimento, observadas as condições estabelecidas na legislação e regulamentos aplicáveis, bem como operar e manter o seu sistema elétrico.

Art. 11. O interessado poderá executar as obras de extensão de rede necessárias ao fornecimento de energia elétrica, mediante a contratação de terceiro legalmente habilitado, devendo, para tanto, aprovar o respectivo projeto junto à concessionária antes do início das obras, pagar os eventuais custos consoante legislação e regulamentos aplicáveis, observar as normas e padrões técnicos da concessionária com respeito aos requisitos de segurança, proteção e operação, bem como submeter-se aos critérios de fiscalização e recebimento das instalações.

§ 1º No caso referido no “caput” deste artigo, a concessionária deverá participar financeiramente da obra, disponibilizar suas normas e padrões, analisar os projetos, orientar quanto ao cumprimento das exigências obrigatórias e eventuais estabelecidas no art. 3º, realizar a indispensável vistoria com vistas ao recebimento definitivo da obra, sua necessária incorporação aos bens e instalações em serviço e a ligação da unidade consumidora.

§ 2º Os prazos para análise de projetos referentes às obras de extensão de rede, referidos no parágrafo anterior, são os seguintes, contados da data da solicitação:

I - em tensão secundária de distribuição: 30 (trinta) dias;

II - em tensão primária de distribuição inferior a 69 kV: 45 (quarenta e cinco) dias; e

III - em tensão primária de distribuição igual ou superior a 69 kV: serão estabelecidos de comum acordo entre as partes.

DA UNIDADE CONSUMIDORA

Art. 12. A cada consumidor corresponderá uma ou mais unidades consumidoras, no mesmo local ou em locais diversos.

§ 1º O atendimento a mais de uma unidade consumidora, de um mesmo consumidor, no mesmo local, condicionar-se-á à observância de requisitos técnicos e de segurança previstos nas normas e/ou padrões da concessionária.

§ 2º Poderá ser efetuado fornecimento a mais de uma unidade consumidora do Grupo "A", por meio de subestação transformadora compartilhada, desde que pactuados e atendidos os requisitos técnicos da concessionária e dos consumidores.

§ 3º As medições individualizadas deverão ser integralizadas para fins de faturamento quando, por necessidade técnica, existirem vários pontos de entrega no mesmo local.

Art. 13. Em condomínios verticais e/ou horizontais, onde pessoas físicas ou jurídicas forem utilizar energia elétrica de forma independente, cada fração caracterizada por uso individualizado constituirá uma unidade consumidora, ressalvado o disposto no art. 14.

§ 1º As instalações para atendimento das áreas de uso comum constituirão uma unidade consumidora, que será de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do prédio ou conjunto de que trata este artigo, conforme o caso.

§ 2º Prédio constituído por uma só unidade consumidora, que venha a se enquadrar na condição indicada no "caput" deste artigo, deverá ter suas instalações elétricas internas adaptadas para permitir a colocação de medição, de modo a serem individualizadas as diversas unidades consumidoras correspondentes.

Art. 14. Prédio com predominância de estabelecimentos comerciais de serviços, varejistas e/ou atacadistas, poderá ser considerado uma só unidade consumidora, se atendidas, cumulativamente, as seguintes condições:

I - que a propriedade de todos os compartimentos do imóvel, prédio ou o conjunto de edificações, seja de uma só pessoa física ou jurídica e que o mesmo esteja sob a responsabilidade administrativa de organização incumbida da prestação de serviços comuns a seus integrantes;
II - que a organização referida no inciso anterior assuma as obrigações de que trata o inciso III, art. 2º, na condição de consumidor;
III - que a demanda contratada, para prédio ou conjunto de estabelecimentos comerciais varejistas e/ou atacadistas, seja igual ou superior a 500 kW, e, para conjunto de estabelecimentos comerciais de serviços, seja igual ou superior a 5000 kW;
IV - que o valor da fatura relativa ao fornecimento seja rateado entre seus integrantes, sem qualquer acréscimo; e
V - que as instalações internas de utilização de energia elétrica permitam a colocação, a qualquer tempo, de equipamentos de medição individualizados para cada compartimento do prédio ou do conjunto de edificações.

§ 1º À organização mencionada no inciso I deste artigo caberá manifestar, por escrito, a opção pelo fornecimento nas condições previstas neste artigo.

§ 2º A organização de que trata o inciso I deste artigo não poderá interromper, suspender ou interferir na utilização de energia elétrica por parte dos integrantes do prédio ou do conjunto de edificações.

§ 3º Qualquer compartimento do prédio, com carga instalada superior ao limite mínimo estabelecido para atendimento em tensão primária de distribuição, poderá ser atendido diretamente pela

concessionária, desde que haja pedido neste sentido e que sejam satisfeitas as condições regulamentares e técnicas pertinentes.

Art. 15. Havendo conveniência técnica e/ou econômica, ficará facultado à concessionária atender a prédio ou conjunto de estabelecimentos comerciais com fornecimento em tensão primária de distribuição, nos moldes do disposto no art. 14, independentemente do valor da demanda contratada.

Art. 16. O fornecimento de energia elétrica em um só ponto, a prédio ou a conjunto de estabelecimentos comerciais com compartimentos já ligados individualmente, dependerá, além do preenchimento dos requisitos previstos no art. 14, do ressarcimento à concessionária de eventuais investimentos realizados, nos termos da legislação e regulamentos aplicáveis.

Art. 17. Se o consumidor utilizar na unidade consumidora, à revelia da concessionária, carga susceptível de provocar distúrbios ou danos no sistema elétrico de distribuição ou nas instalações e/ou equipamentos elétricos de outros consumidores, é facultado à concessionária exigir desse consumidor o cumprimento das seguintes obrigações:

I - a instalação de equipamentos corretivos na unidade consumidora, com prazos pactuados e/ou o pagamento do valor das obras necessárias no sistema elétrico da concessionária, destinadas a correção dos efeitos desses distúrbios; e
II - o ressarcimento à concessionária de indenizações por danos acarretados a outros consumidores, que, comprovadamente, tenham decorrido do uso da carga provocadora das irregularidades.

§ 1º Na hipótese do inciso I, a concessionária é obrigada a comunicar ao consumidor, por escrito, as obras que realizará e o necessário prazo de conclusão, fornecendo, para tanto, o respectivo orçamento detalhado.

§ 2º No caso referido no inciso II, a concessionária é obrigada a comunicar ao consumidor, por escrito, a ocorrência dos danos, bem como a comprovação das despesas incorridas, nos termos da legislação e regulamentos aplicáveis.

DA CLASSIFICAÇÃO E CADASTRO

Art. 18. A concessionária classificará a unidade consumidora de acordo com a atividade nela exercida, ressalvadas as exceções previstas nesta Resolução.

§ 1º A concessionária deverá analisar todos os elementos de caracterização da unidade consumidora objetivando a aplicação da tarifa mais vantajosa a que o consumidor tiver direito, em especial quando a finalidade informada for residencial, caso em que a classificação será definida considerando as subclasses Residencial, Residencial Baixa Renda ou Rural Agropecuária Residencial.

§ 2º Quando for exercida mais de uma atividade na mesma unidade consumidora, prevalecerá, para efeito de classificação, a que corresponder à maior parcela da carga instalada, excetuada a unidade consumidora classificável como Serviço Público, consoante o disposto no inciso VII, art. 20.

Art. 19. Nos casos em que a reclassificação da unidade consumidora implicar em alteração da tarifa aplicada, a concessionária deverá proceder os ajustes necessários conforme as situações indicadas nos incisos I e I deste artigo, emitir comunicado específico informando ao consumidor as alterações decorrentes e observando os prazos a seguir fixados:

I - redução da tarifa: a reclassificação deverá ser realizada imediatamente após a constatação e a comunicação até a data da apresentação da primeira fatura corrigida; ou

II - elevação da tarifa: a comunicação deverá ser realizada, no mínimo, com 15 (quinze) dias antes da apresentação da primeira fatura corrigida.

Art. 20. Ficam estabelecidas as seguintes classes e subclasses para efeito de aplicação de tarifas:

I - Residencial

Fornecimento para unidade consumidora com fim residencial, ressalvado os casos previstos na alínea “a” do inciso IV, deste artigo, devendo ser consideradas as seguintes subclasses:

a) Residencial - fornecimento para unidade consumidora com fim residencial não contemplada na alínea “b” deste inciso, incluído o fornecimento para instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações, com predominância de unidades consumidoras residenciais; e

b) Residencial Baixa Renda - fornecimento para unidade consumidora residencial, caracterizada como “baixa renda” de acordo com os critérios estabelecidos em regulamentos específicos.

II - Industrial

Fornecimento para unidade consumidora em que seja desenvolvida atividade industrial, inclusive o transporte de matéria-prima, insumo ou produto resultante do seu processamento, caracterizado como atividade de suporte e sem fim econômico próprio, desde que realizado de forma integrada fisicamente à unidade consumidora industrial, devendo ser feita distinção entre as seguintes atividades, conforme definido no Cadastro Nacional de Atividades Econômicas - CNAE:

1 - extração de carvão mineral;
2 - extração de petróleo e serviços correlatos;
3 - extração de minerais metálicos;
4 - extração de minerais não metálicos;
5 - fabricação de produtos alimentícios e bebidas;
6 - fabricação de produtos do fumo;
7 - fabricação de produtos têxteis;
8 - confecção de artigos do vestuário e acessórios;
9 - preparação de couros e fabricação de artefatos de couro, artigos de viagem e calçados;
10 - fabricação de produtos de madeira;
11 - fabricação de celulose, papel e produtos de papel;
12 - edição, impressão e reprodução de gravações;
13 - fabricação de coque, refino de petróleo, elaboração de combustíveis nucleares e produção de álcool;
14 - fabricação de produtos químicos;
15 - fabricação de artigos de borracha e plástico;
16 - fabricação de produtos de minerais não-metálicos;
17 - metalurgia básica;
18 - fabricação de produtos de metal – exclusive máquinas e equipamentos;
19 - fabricação de máquinas e equipamentos;
20 - fabricação de máquinas para escritório e equipamentos de informática;
21 - fabricação de máquinas, aparelhos e materiais elétricos;
22 - fabricação de material eletrônico e de aparelhos e equipamentos de comunicações;
23 - fabricação de instrumentos médico-hospitalares, de precisão, ópticos e para automação industrial;
24 - fabricação e montagem de veículos automotores , reboques e carrocerias;
25 - fabricação de outros equipamentos de transporte;
26 - fabricação de móveis e indústrias diversas;
27 - reciclagem de sucatas metálicas e não metálicas;
28 - construção civil;
29 - outras indústrias.

III - Comercial, Serviços e Outras Atividades

Fornecimento para unidade consumidora em que seja exercida atividade comercial ou de prestação de serviços, ressalvado o disposto no inciso VII deste artigo, ou outra atividade não prevista nas demais classes, inclusive o fornecimento destinado às instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações com predominância de unidades consumidoras não residenciais, devendo ser consideradas as seguintes subclasses:

a) Comercial;

b) Serviços de Transporte, exclusive tração elétrica;

c) Serviços de Comunicações e Telecomunicações; e

d) Outros Serviços e outras atividades.

IV - Rural

Fornecimento para unidade consumidora localizada em área rural, em que seja desenvolvida atividade rural, sujeita à comprovação perante a concessionária, devendo ser consideradas as seguintes subclasses:

a) Agropecuária

Fornecimento para unidade consumidora cujo consumidor desenvolva atividade relativa à agricultura e/ou a criação, recriação ou engorda de animais, inclusive o beneficiamento ou a conservação dos produtos agrícolas oriundos da mesma propriedade rural, bem como a transformação de produtos destinados à utilização exclusivamente na unidade consumidora, devendo ser incluída também nesta subclasse:

1. fornecimento para unidade consumidora com fim residencial, situada em propriedade rural na qual sejam desenvolvidas quaisquer das atividades descritas no "caput" da alínea "a", incluída a agricultura de subsistência;

2. fornecimento para unidade consumidora com fim residencial, sob responsabilidade de trabalhador rural; e

3. fornecimento para instalações elétricas de poços de captação de água, de uso comum, para atender propriedades rurais com objetivo agropecuário, desde que não haja comercialização da água.

b) Cooperativa de Eletrificação Rural

Fornecimento para cooperativa de eletrificação rural que atenda aos requisitos estabelecidos na legislação e regulamentos aplicáveis.

c) Indústria Rural

Fornecimento para unidade consumidora em que seja desenvolvido processo industrial de transformação e/ou beneficiamento de produtos oriundos da atividade relativa à agricultura e/ou a criação, recriação ou engorda de animais, com potência instalada em transformadores não superior a 112,5 kVA.

d) Coletividade Rural

Fornecimento para unidade consumidora caracterizada por grupamento de usuários de energia elétrica, com predominância de carga em atividade classificável como agropecuária, que não seja cooperativa de eletrificação rural.

e) Serviço Público de Irrigação Rural

Fornecimento exclusivamente para unidade consumidora em que seja desenvolvida atividade de bombeamento d'água, para fins de irrigação, destinada à atividade agropecuária e explorada por entidade pertencente ou vinculada à Administração Direta, Indireta ou Fundações de Direito Público da União, dos Estados ou dos Municípios.

f) Escola Agrotécnica

Fornecimento exclusivamente para unidade consumidora em que seja desenvolvida atividade de ensino e pesquisa direcionada à agropecuária, sem fins lucrativos, e explorada por entidade pertencente ou vinculada à Administração Direta, Indireta ou Fundações de Direito Público da União, dos Estados ou dos Municípios.

V - Poder Público

Fornecimento para unidade consumidora onde, independentemente da atividade a ser desenvolvida, for solicitado por pessoa jurídica de direito público que assuma as responsabilidades inerentes à condição de consumidor, com exceção dos casos classificáveis como Serviço Público de Irrigação Rural, Escola Agrotécnica, Iluminação Pública e Serviço Público, incluído nesta classe o fornecimento provisório, de interesse do Poder Público, e também solicitado por pessoa jurídica de direito

público, destinado a atender eventos e festejos realizados em áreas públicas, devendo ser consideradas as seguintes subclasses:

a) Poder Público Federal;
b) Poder Público Estadual ou Distrital; e
c) Poder Público Municipal.
VI - Iluminação Pública
Fornecimento para iluminação de ruas, praças, avenidas, túneis, passagens subterrâneas, jardins, vias, estradas, passarelas, abrigos de usuários de transportes coletivos, e outros logradouros de domínio público, de uso comum e livre acesso, de responsabilidade de pessoa jurídica de direito público ou por esta delegada mediante concessão ou autorização, incluído o fornecimento destinado à iluminação de monumentos, fachadas, fontes luminosas e obras de arte de valor histórico, cultural ou ambiental, localizadas em áreas públicas e definidas por meio de legislação específica, excluído o fornecimento de energia elétrica que tenha por objetivo qualquer forma de propaganda ou publicidade.
VII - Serviço Público
Fornecimento, exclusivamente, para motores, máquinas e cargas essenciais à operação de serviços públicos de água, esgoto, saneamento e tração elétrica urbana e/ou ferroviária, explorados diretamente pelo Poder Público ou mediante concessão ou autorização, devendo ser consideradas as seguintes subclasses:
a) Tração Elétrica; e
b) Água, Esgoto e Saneamento.
VIII - Consumo Próprio
Fornecimento destinado ao consumo de energia elétrica da própria concessionária, devendo ser consideradas as seguintes subclasses:
a) Próprio
Fornecimento para escritório, oficina, almoxarifado e demais instalações da própria concessionária, diretamente ligadas à prestação dos serviços de eletricidade, não incluídas nas subclasses seguintes.
b) Canteiro de Obras
Fornecimento para canteiro de obras da própria concessionária.
c) Interno
Fornecimento para instalações e dependências internas de usinas, subestações e demais locais diretamente ligados à produção e transformação de energia elétrica.

Art. 21. A concessionária deverá organizar e manter atualizado cadastro relativo às unidades consumidoras, onde conste, obrigatoriamente, quanto a cada uma delas, no mínimo, as seguintes informações:

I - identificação do consumidor:
a) nome completo;
b) número e órgão expedidor da Carteira de Identidade ou, na ausência desta, de outro documento de identificação oficial e, quando houver, número do Cadastro de Pessoa Física – CPF; e
c) número de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica – CNPJ.
II - número ou código de referência da unidade consumidora;
III - endereço da unidade consumidora, incluindo o nome do município;
IV - classe e subclasse, se houver, da unidade consumidora;
V - data de início do fornecimento;
VI - tensão nominal do fornecimento;
VII - potência disponibilizada e, quando for o caso, a carga instalada declarada ou prevista no projeto de instalações elétricas;
VIII - valores de demanda de potência e consumo de energia elétrica ativa expressos em contrato, quando for o caso;

IX - informações relativas aos sistemas de medição de demandas de potência e de consumos de energia elétrica ativa e reativa, de fator de potência e, na falta destas medições, o critério de faturamento;

X - históricos de leitura e de faturamento referentes aos últimos 60 (sessenta) ciclos consecutivos e completos, arquivados em meio magnético, inclusive com as alíquotas referentes a impostos incidentes sobre o faturamento realizado;

XI - código referente à tarifa aplicável; e

XII - código referente ao pagamento de juros do Empréstimo Compulsório/ELETROBRÁS.

Parágrafo único. A concessionária deverá disponibilizar, no mínimo, os 13 (treze) últimos históricos referidos no inciso X para consulta em tempo real.

DOS CONTRATOS

Art. 22. O contrato de adesão, destinado a regular as relações entre a concessionária e o responsável por unidade consumidora do Grupo “B”, deverá ser encaminhado ao consumidor até a data de apresentação da primeira fatura.

Art. 23. O contrato de fornecimento, a ser celebrado com consumidor responsável por unidade consumidora do Grupo “A”, deverá conter, além das cláusulas essenciais aos contratos administrativos, outras que digam respeito a:

I - identificação do ponto de entrega;

II - tensão de fornecimento;

III - demanda contratada, com respectivos cronogramas e, quando for o caso, especificada por segmento horo-sazonal;

IV - energia elétrica ativa contratada, quando for o caso;

V - condições de revisão, para mais ou para menos, da demanda contratada e/ou da energia elétrica ativa contratada, se houver;

VI - data de início do fornecimento e prazo de vigência;

VII - horário de ponta e de fora de ponta, nos casos de fornecimento segundo a estrutura tarifária horo-sazonal;

VIII - condições de aplicação da tarifa de ultrapassagem;

IX - critérios de rescisão; e

X - metas de continuidade, com vistas a proporcionar a melhoria da qualidade dos serviços, no caso de contratos específicos.

§ 1º Quando, para o fornecimento, a concessionária tiver que fazer investimento específico, o contrato deverá dispor sobre as condições, formas e prazos que assegurem o ressarcimento do ônus relativo aos referidos investimentos.

§ 2º O prazo de vigência do contrato de fornecimento deverá ser estabelecido considerando as necessidades e os requisitos das partes, observados os seguintes aspectos:

a) o prazo do contrato será de 12 (doze) meses, exceto quando houver acordo diferente entre as partes;

b) quando, para atendimento da carga instalada, houver necessidade de investimento por parte da concessionária esta poderá estabelecer, para o primeiro contrato, um prazo de vigência de até 24 (vinte e quatro) meses; e

c) o contrato poderá ser prorrogado automaticamente por igual período e assim sucessivamente, desde que o consumidor não expresse manifestação em contrário, com antecedência mínima de 180 (centro e oitenta) dias em relação ao término de cada vigência.

§ 3º Para a demanda contratada, referida no inciso III deste artigo, deverá ser observado o valor mínimo contratável de 30 kW para unidades consumidoras faturadas na estrutura tarifária convencional ou em pelo menos um dos segmentos horo-sazonais para unidades consumidoras faturadas na estrutura tarifária horo-sazonal, excetuados os casos em que a tensão de fornecimento tenha sido estabelecida pela concessionária nos termos do art. 7º.

§ 4º A concessionária deverá atender as solicitações de redução de demanda contratada não contempladas no art. 24, desde que efetuadas por escrito e com antecedência mínima de 180 (cento e oitenta) dias.

Art. 24. A concessionária deverá renegociar o contrato de fornecimento, a qualquer tempo, sempre que solicitado por consumidor que, ao implementar medidas de conservação, incremento à eficiência e ao uso racional da energia elétrica, comprováveis pela concessionária, resultem em redução da demanda de potência e/ou de consumo de energia elétrica ativa, desde que satisfeitos os compromissos relativos aos investimentos da concessionária, conforme previsto no § 1º do art. 23.

Parágrafo único. O consumidor deverá submeter à concessionária as medidas de conservação a serem adotadas, com as devidas justificativas técnicas, etapas de implantação, resultados previstos, prazos, proposta para a revisão do contrato de fornecimento e acompanhamento pela concessionária, caso em que esta informará ao consumidor, no prazo de 45 (quarenta e cinco) dias, as condições para a revisão da demanda e/ou da energia elétrica ativa contratadas, conforme o caso.

Art. 25. Para o fornecimento destinado a Iluminação Pública deverá ser firmado contrato tendo por objeto ajustar as condições de prestação do serviço, o qual, além das cláusulas referidas no art. 23, deve também disciplinar as seguintes condições:

I - propriedade das instalações;
II - forma e condições para prestação dos serviços de operação e manutenção, conforme o caso;
III - procedimentos para alteração de carga e atualização do cadastro;
IV - procedimentos para revisão dos consumos de energia elétrica ativa vinculados à utilização de equipamentos automáticos de controle de carga;
V - tarifas e impostos aplicáveis;
VI - condições de faturamento, incluindo critérios para contemplar falhas no funcionamento do sistema;
VII - condições de faturamento das perdas referidas no art. 61;
VIII - condições e procedimentos para o uso de postes e da rede de distribuição; e
IX - datas de leitura dos medidores, quando houver, de apresentação e de vencimento das faturas.

DOS SERVIÇOS INICIAIS

Art. 26. A vistoria de unidade consumidora, quando de fornecimento em tensão de distribuição inferior a 69 kV, será efetuada no prazo de 3 (três) dias úteis, contados da data do pedido de fornecimento, ressalvado os casos previstos no art. 28.

Parágrafo único. Ocorrendo reprovação das instalações de entrada de energia elétrica, a concessionária deverá informar ao interessado, por escrito, o respectivo motivo e as providências corretivas necessárias.

Art. 27. A ligação de unidade consumidora, quando de fornecimento em tensão de distribuição inferior a 69 kV, será efetuada de acordo com os prazos a seguir fixados:

I - 3 (três) dias úteis para unidade consumidora do Grupo “B”, localizada em área urbana;
II - 5 (cinco) dias úteis para unidade consumidora do Grupo “B”, localizada em área rural; e
III - 10 (dez) dias úteis para unidade consumidora do Grupo “A”, localizada em área urbana ou rural.

Parágrafo único. Os prazos fixados neste artigo devem ser contados a partir da data da aprovação das instalações e do cumprimento das demais condições regulamentares pertinentes.

Art. 28. A concessionária terá o prazo de 30 (trinta) ou 45 (quarenta e cinco) dias, contados da data do pedido de fornecimento ou de alteração de carga, respectivamente, conforme tratar-se de tensão secundária ou tensão primária de distribuição inferior a 69 kV, para elaborar os estudos, orçamentos e projetos e informar ao interessado, por escrito, o prazo para a conclusão das obras de distribuição destinadas ao seu atendimento, bem como a eventual necessidade de participação financeira, quando:

I - inexistir rede de distribuição em frente à unidade consumidora a ser ligada;
II - a rede necessitar de reforma e/ou ampliação; e
III - o fornecimento depender de construção de ramal subterrâneo.

Parágrafo único. Satisfeitas, pelo interessado, as condições estabelecidas na legislação e normas aplicáveis, a concessionária terá o prazo máximo de 45 (quarenta e cinco) dias para iniciar as obras.

Art. 29. Os prazos estabelecidos e/ou pactuados, para início e conclusão das obras a cargo da concessionária, serão suspensos, quando:

I - o interessado não apresentar as informações sob sua responsabilidade;
II - cumpridas todas as exigências legais, não for obtida licença, autorização ou aprovação de autoridade competente;
III - não for conseguida a servidão de passagem ou via de acesso necessária à execução dos trabalhos; e
IV - em casos fortuitos e/ou de força maior.

Parágrafo único. Os prazos continuarão a fluir logo após removido o impedimento.

Art. 30. Os prazos para início e conclusão das obras, bem como para a disponibilização do fornecimento da energia, em tensão primária de distribuição igual ou superior a 69 kV, serão estabelecidos de comum acordo pelas partes.

DO AUMENTO DE CARGA

Art. 31. O consumidor deverá submeter previamente à apreciação da concessionária o aumento da carga instalada que exigir a elevação da potência disponibilizada, com vistas a verificação da necessidade de adequação do sistema elétrico, observados os procedimentos fixados nos arts. 26 a 30.

Parágrafo único. Em caso de inobservância, pelo consumidor, do disposto neste artigo, a concessionária ficará desobrigada de garantir a qualidade do serviço, podendo, inclusive, suspender o fornecimento, se o aumento de carga prejudicar o atendimento a outras unidades consumidoras.

DA MEDIÇÃO

Art. 32. A concessionária é obrigada a instalar equipamentos de medição nas unidades consumidoras, exceto quando:

I - o fornecimento for destinado para iluminação pública, semáforos ou assemelhados, bem como iluminação de ruas ou avenidas internas de condomínios fechados horizontais;

II - a instalação do medidor não puder ser feita em razão de dificuldade transitória, encontrada pelo consumidor, limitada a um período máximo de 90 (noventa) dias, em que o mesmo deve providenciar as instalações de sua responsabilidade;

III - o fornecimento for provisório; e

IV - a critério da concessionária, no caso do consumo mensal previsto da unidade consumidora do Grupo “B” ser inferior ao respectivo valor mínimo faturável referido no art. 48;

Parágrafo único. No caso de fornecimento destinado para iluminação pública, efetuado a partir de circuito exclusivo, a concessionária deverá instalar os respectivos equipamentos de medição quando solicitados pelo consumidor.

Art. 33. O medidor e demais equipamentos de medição serão fornecidos e instalados pela concessionária, às suas expensas, exceto quando previsto em contrário em legislação específica.

§ 1º A concessionária poderá atender a unidade consumidora em tensão secundária de distribuição com ligação bifásica ou trifásica, ainda que a mesma não apresente carga instalada suficiente para tanto, desde que o consumidor se responsabilize pelo pagamento da diferença de preço do medidor, pelos demais materiais e equipamentos de medição a serem instalados, bem como eventuais custos de adaptação da rede.

§ 2º Fica a critério da concessionária escolher os medidores e demais equipamentos de medição que julgar necessários, bem como sua substituição ou reprogramação, quando considerada conveniente ou necessária, observados os critérios estabelecidos na legislação metrológica aplicáveis a cada equipamento.

§ 3º A substituição de equipamentos de medição deverá ser comunicada, por meio de correspondência específica, ao consumidor, quando da execução desse serviço, com informações referentes às leituras do medidor retirado e do instalado.

§ 4º A indisponibilidade dos equipamentos de medição não poderá ser invocada pela concessionária para negar ou retardar a ligação e o início do fornecimento.

Art. 34. O fator de potência das instalações da unidade consumidora, para efeito de faturamento, deverá ser verificado pela concessionária por meio de medição apropriada, observados os seguintes critérios:

I - unidade consumidora do Grupo “A”: de forma obrigatória e permanente; e

II - unidade consumidora do Grupo “B”: de forma facultativa, sendo admitida a medição transitória, desde que por um período mínimo de 7 (sete) dias consecutivos.

Art. 35. Quando a concessionária instalar os equipamentos de medição no lado de saída dos transformadores, para fins de faturamento com tarifas do Grupo “A”, deverá também colocar equipamentos próprios de medição das perdas de transformação ou fazer os acréscimos de que trata o art. 58.

Art. 36. Os lacres instalados nos medidores, caixas e cubículos, somente poderão ser rompidos por representante legal da concessionária.

Parágrafo único. Constatado o rompimento ou violação de selos e/ou lacres instalados pela concessionária, com alterações nas características da instalação de entrada de energia originariamente aprovadas, mesmo não provocando redução no faturamento, poderá ser cobrado o custo administrativo

adicional correspondente a 10 % (dez por cento) do valor líquido da primeira fatura emitida após a constatação da irregularidade.

Art. 37. A verificação periódica dos medidores de energia elétrica instalados na unidade consumidora deverá ser efetuada segundo critérios estabelecidos na legislação metrológica, devendo o consumidor assegurar o livre acesso dos inspetores credenciados aos locais em que os equipamentos estejam instalados.

Art. 38. O consumidor poderá exigir a aferição dos medidores, a qualquer tempo, sendo que as eventuais variações não poderão exceder os limites percentuais admissíveis.

§ 1º A concessionária deverá informar, com antecedência mínima de 3 (três) dia úteis, a data fixada para a realização da aferição, de modo a possibilitar ao consumidor o acompanhamento do serviço.

§ 2º A concessionária deverá encaminhar ao consumidor o laudo técnico da aferição, informando as variações verificadas, os limites admissíveis, a conclusão final e esclarecendo quanto a possibilidade de solicitação de aferição junto ao órgão metrológico oficial.

§ 3º Persistindo dúvida o consumidor poderá, no prazo de 10 (dez) dias, contados a partir do recebimento da comunicação do resultado, solicitar a aferição do medidor por órgão metrológico oficial, devendo ser observado o seguinte:

I - quando não for possível a aferição no local da unidade consumidora, a concessionária deverá acondicionar o medidor em invólucro específico, a ser lacrado no ato de retirada, e encaminhá-lo ao órgão competente, mediante entrega de comprovante desse procedimento ao consumidor;
II - os custos de frete e de aferição devem ser previamente informados ao consumidor; e
III - quando os limites de variação tiverem sido excedidos os custos serão assumidos pela concessionária, e, caso contrário, pelo consumidor.

DO CALENDÁRIO

Art. 39. A concessionária deverá organizar e manter atualizado o calendário das respectivas datas fixadas para a leitura dos medidores, apresentação e vencimento da fatura, bem como de eventual suspensão do fornecimento, o qual estará sujeito a fiscalização da ANEEL.

Parágrafo único. Qualquer modificação das datas do calendário deverá ser previamente comunicada ao consumidor, por escrito.

DA LEITURA E DO FATURAMENTO

Art. 40. A concessionária efetuará as leituras, bem como os faturamentos, em intervalos de aproximadamente 30 (trinta) dias, observados o mínimo de 27 (vinte e sete) e o máximo de 33 (trinta e três) dias, de acordo com o calendário respectivo.

§ 1º O faturamento inicial deverá corresponder a um período não inferior a 15 (quinze) nem superior a 47 (quarenta e sete) dias.

§ 2º Havendo necessidade de remanejamento de rota ou reprogramação do calendário, excepcionalmente, as leituras poderão ser realizadas em intervalos de, no mínimo, 15 (quinze) e, no máximo, 47 (quarenta e sete) dias, devendo a modificação ser comunicada aos consumidores, por escrito, com antecedência mínima de um ciclo completo de faturamento.

§ 3º No caso de pedido de desligamento, mediante acordo entre as partes, o consumo e/ou a demanda finais poderão ser estimados com base na média dos 3 (três) últimos faturamentos, no mínimo, e proporcionalmente ao número de dias decorridos entre as datas de leitura e do pedido, ressalvado o disposto no art. 48.

Art. 41. As leituras e os faturamentos de unidades consumidoras do Grupo “B” poderão ser efetuados em intervalos de até 3 (três) ciclos consecutivos, de acordo com o calendário próprio, nos seguintes casos:

I - unidades consumidoras situadas em área rural;
II - localidades com até 1000 (mil) unidades consumidoras; e
III - unidades consumidoras com consumo médio mensal de energia elétrica ativa igual ou inferior a 50 kWh (cinqüenta quilowatts-hora).

§ 1º Quando for adotado intervalo plurimensal de leitura, o consumidor poderá fornecer a leitura mensal dos respectivos medidores, respeitadas as datas fixadas pela concessionária.

§ 2º A adoção de intervalo plurimensal de leitura e/ou de faturamento deverá ser precedida de divulgação aos consumidores, objetivando permitir aos mesmos o conhecimento do processo utilizado e os objetivos pretendidos com a medida.

Art. 42. Nos casos referidos nos §§ 1º e 2º, art. 40, e nos arts. 46 e 111, o faturamento da demanda deverá ser efetuado de forma proporcional e observados os seguintes critérios:

I - período inferior a 27 (vinte e sete) dias: a demanda faturável será proporcionalizada em relação ao número de dias de efetivo fornecimento, tomando-se, para base de cálculo, o período de 30 (trinta) dias e com aplicação da tarifa de ultrapassagem, se for o caso;
II - período superior a 33 (trinta e três) dias:
a) unidade consumidora faturada na estrutura tarifária convencional: utilizar o mesmo critério descrito no inciso anterior para os primeiros 30 (trinta) dias e, para o período excedente, proporcionalizar a demanda contratada, conforme a fórmula indicada a seguir:

$$FD_{pr} = DF \times TD + \frac{DC \times TD \times P}{30}$$

onde:
FD_{pr} = Faturamento proporcional da demanda;
DF = Demanda Faturável;
TD = Tarifa de Demanda;
DC = Demanda Contratada;
P = Período excedente a 30 (trinta) dias;

b) unidade consumidora faturada na estrutura tarifária horo-sazonal: utilizar a demanda faturável verificada no período inicial de 30 (trinta) dias e, para o período excedente, proporcionalizar a demanda faturável verificada nesse período, com aplicação da tarifa de ultrapassagem em ambos os períodos, se for o caso, conforme fórmula indicada a seguir:

$$FD_{pr} = DF_1 \times TD + \frac{DF_2 \times TD \times P}{30}$$

onde:
FD_{pr} = Faturamento proporcional da demanda;
DF_1 = Demanda Faturável no período inicial;
TD = Tarifa de Demanda;
DF_2 = Demanda Faturável no período excedente;
P = Período excedente a 30 (trinta) dias.

Art. 43. A concessionária poderá realizar a leitura em intervalos de até 12 (doze) ciclos consecutivos, para unidades consumidoras do Grupo "B" localizadas em área rural, desde que haja concordância do consumidor e que sejam disponibilizados os procedimentos necessários com vistas a efetivação da autoleitura.

Parágrafo único. A concessionária deverá realizar a leitura no terceiro ciclo, sempre que o consumidor não efetuar a autoleitura por 2 (dois) ciclos consecutivos.

Art. 44. Ocorrendo reajuste tarifário durante o período de fornecimento, será aplicada, ao faturamento desse período, a tarifa proporcional calculada pela seguinte fórmula:

$$TP = \frac{\sum_{i=1}^{n} T_i \times P_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i}$$

onde:

TP = Tarifa Proporcional a ser aplicada ao faturamento do período;

T_i = Tarifa em vigor durante o período "i" de fornecimento;

P_i = Número de dias em que esteve em vigor a tarifa "i" de fornecimento.

$\sum_{i=1}^{n} P_i$ = número de dias de efetivo fornecimento, decorrido entre 2 (duas) datas consecutivas de leitura, observado o calendário referido no art. 39 e, quando for o caso, as disposições constantes dos arts. 40 e 41.

Art. 45. No caso de unidades consumidoras classificadas como Residencial Baixa Renda, o faturamento deverá ser realizado respeitando os seguintes procedimentos:

I - identificar a energia consumida no intervalo entre a leitura considerada para faturamento no mês anterior e a leitura realizada no mês atual;

II - calcular o consumo médio diário;

III - calcular o consumo a ser faturado considerando o número de dias do mês anterior ao do faturamento em curso; e

IV - ajustar a leitura atual com base no consumo faturado.

Parágrafo único. Nos casos de faturamento inicial ou remanejamento de rota, com períodos superiores a 31 (trinta e um) dias, o faturamento da parcela de consumo excedente ao limite de caracterização da unidade consumidora Residencial Baixa Renda deverá ser efetuado de forma proporcionalizada de acordo com a seguinte fórmula:

$$FBR_e = \frac{CA_e}{LBR} \times \sum_{i=1}^{3} B_i \times T_i$$

onde:

FBR_e = Faturamento do consumo de energia elétrica ativa excedente de unidade consumidora Residencial Baixa Renda;

CA_e = Consumo de energia elétrica ativa excedente ao LBR;

LBR = Limite de consumo característico da unidade consumidora Residencial Baixa Renda autorizado para a concessionária;

B_i = Blocos de consumos faturáveis, variando da seguinte forma:

B_1 = Bloco inicial correspondente a 30 kWh;

B_2 = Bloco intermediário, correspondente a 70 kWh;

B_3 = Bloco final correspondente à diferença entre o limite de consumo característico da unidade consumidora Residencial Baixa Renda (LBR) e 100 kWh;

T_i = Tarifa de energia elétrica ativa referente ao Bloco "i", com o respectivo imposto.

Art. 46. A realização da leitura e/ou do faturamento em intervalo diferente dos estabelecidos nos arts. 40 e 41, dependerá de autorização prévia da ANEEL, excetuado quando houver concordância por escrito do consumidor.

Art. 47. O faturamento de unidade consumidora do Grupo "B" será realizado com base no consumo de energia elétrica ativa, e, quando aplicável, no consumo de energia elétrica reativa excedente, devendo, em ambos os casos, ser observada as disposições específicas estabelecidas nesta Resolução.

Art. 48. Os valores mínimos faturáveis, referentes ao custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicáveis ao faturamento mensal de unidades consumidoras do Grupo "B", serão os seguintes:

I - monofásico e bifásico a 2 (dois) condutores: valor em moeda corrente equivalente a 30 kWh;
II - bifásico a 3 (três) condutores: valor em moeda corrente equivalente a 50 kWh;
III - trifásico: valor em moeda corrente equivalente a 100 kWh.

§ 1º Os valores mínimos serão aplicados sempre que o consumo medido ou estimado for inferior aos referidos neste artigo, bem como nos casos previstos nos arts. 32, 57, 70 e 71.

§ 2º Constatado, no ciclo de faturamento, consumo medido ou estimado inferior aos fixados neste artigo, a diferença resultante não será objeto de futura compensação.

Art. 49. O faturamento de unidade consumidora do Grupo "A", observados, no fornecimento com tarifas horo-sazonais, os respectivos segmentos, será realizado com base nos valores identificados por meio dos critérios descritos a seguir:

I - demanda de potência ativa: um único valor, correspondente ao maior dentre os a seguir definidos:
a) a demanda contratada, exclusive no caso de unidade consumidora rural ou sazonal faturada na estrutura tarifária convencional;
b) a demanda medida; ou
c) 10% (dez por cento) da maior demanda medida, em qualquer dos 11 (onze) ciclos completos de faturamento anteriores, quando se tratar de unidade consumidora rural ou sazonal faturada na estrutura tarifária convencional.
II - consumo de energia elétrica ativa: um único valor, correspondente ao maior dentre os a seguir definidos:
a) energia elétrica ativa contratada, se houver; ou
b) energia elétrica ativa medida no período de faturamento.
III - consumo de energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes: quando o fator de potência da unidade consumidora, indutivo ou capacitivo, for inferior a 0,92 (noventa e dois centésimos), nos termos dos arts. 64 a 69.

Parágrafo único. Para fins de faturamento, na impossibilidade de avaliação do consumo na ponta e fora de ponta, esta segmentação será efetuada proporcionalmente ao número de horas de cada segmento.

Art. 50. A Tarifa Azul será aplicada considerando a seguinte estrutura tarifária:

I - demanda de potência (kW):
a) um preço para horário de ponta (P); e
b) um preço para horário fora de ponta (F).
II - consumo de energia (kWh):
a) um preço para horário de ponta em período úmido (PU);

b) um preço para horário fora de ponta em período úmido (FU);
c) um preço para horário de ponta em período seco (PS); e
d) um preço para horário fora de ponta em período seco (FS).

Art. 51. A Tarifa Verde será aplicada considerando a seguinte estrutura tarifária:

I - demanda de potência (kW): um preço único.
II - consumo de energia (kWh):
a) um preço para horário de ponta em período úmido (PU);
b) um preço para horário fora de ponta em período úmido (FU);
c) um preço para horário de ponta em período seco (PS); e
d) um preço para horário fora de ponta em período seco (FS)

Art. 52. A ANEEL poderá autorizar, mediante fundamentada justificativa técnica da concessionária, a adoção de horários de ponta ou de fora de ponta e de períodos úmidos ou secos diferentes daqueles estabelecidos no inciso XVII, art. 2º, em decorrência das características operacionais do subsistema elétrico de distribuição ou da necessidade de estimular o consumidor a modificar o perfil de consumo e/ou demanda da unidade consumidora.

Art. 53. Os critérios de inclusão na estrutura tarifária convencional ou horo-sazonal aplicam-se às unidades consumidoras do Grupo "A", conforme as condições a seguir estabelecidas:

I - na estrutura tarifária convencional: para as unidades consumidoras atendidas em tensão de fornecimento inferior a 69 kV, sempre que for contratada demanda inferior a 300 kW e não tenha havido opção pela estrutura tarifária horo-sazonal nos termos do inciso IV;

II - compulsoriamente na estrutura tarifária horo-sazonal, com aplicação da Tarifa Azul: para as unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV;

III - compulsoriamente na estrutura tarifária horo-sazonal, com aplicação da Tarifa Azul, ou Verde se houver opção do consumidor: para as unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado e com tensão de fornecimento inferior a 69 kV, quando:

a) a demanda contratada for igual ou superior a 300 kW em qualquer segmento horo-sazonal; ou,

b) a unidade consumidora faturada na estrutura tarifária convencional houver apresentado, nos últimos 11 (onze) ciclos de faturamento, 3 (três) registros consecutivos ou 6 (seis) alternados de demandas medidas iguais ou superiores a 300 kW; e

IV - opcionalmente na estrutura tarifária horo-sazonal, com aplicação da Tarifa Azul ou Verde, conforme opção do consumidor: para as unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado e com tensão de fornecimento inferior a 69 kV, sempre que a demanda contratada for inferior a 300 kW.

Parágrafo único. O consumidor poderá optar pelo retorno à estrutura tarifária convencional, desde que seja verificado, nos últimos 11 (onze) ciclos de faturamento, a ocorrência de 9 (nove) registros, consecutivos ou alternados, de demandas medidas inferiores a 300 kW.

Art. 54. Verificada a ocorrência dos registros referidos na alínea "b", inciso III, art. 53, a concessionária iniciará a aplicação da tarifa horo-sazonal, no prazo de 3 (três) ciclos consecutivos e completos de faturamento, devendo comunicar este procedimento ao consumidor, por escrito, no prazo de 30 (trinta) dias após a constatação dos registros.

Art. 55. Com o propósito de permitir o ajuste da demanda a ser contratada, a concessionária deverá oferecer ao consumidor o período de testes, com duração mínima de 3 (três) ciclos consecutivos e

completos de faturamento, durante o qual será faturável a demanda medida, observados os respectivos segmentos horo-sazonais, quando for o caso.

Parágrafo único. A concessionária poderá dilatar o período de testes mediante solicitação fundamentada do consumidor.

Art. 56. Sobre a parcela da demanda medida, que superar a respectiva demanda contratada, será aplicada a tarifa de ultrapassagem, caso aquela parcela seja superior aos limites mínimos de tolerância a seguir fixados:

I - 5% (cinco por cento) para unidade consumidora atendida em tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV; e
II - 10% (dez por cento) para unidade consumidora atendida em tensão de fornecimento inferior a 69 kV.

§ 1º A tarifa de ultrapassagem aplicável a unidade consumidora faturada na estrutura tarifária convencional, será correspondente a 3 (três) vezes o valor da tarifa normal de fornecimento.

§ 2º O procedimento descrito neste artigo deverá ser aplicado sem prejuízo do disposto no art. 31, que trata do aumento de carga.

§ 3º Quando inexistir o contrato por motivo atribuível exclusivamente ao consumidor e o fornecimento não estiver sendo efetuado no período de testes, a concessionária aplicará a tarifa de ultrapassagem sobre a totalidade da demanda medida.

Art. 57. Em caso de retirada do medidor, por período de até 30 (trinta) dias, para fins de aferição ou por motivo de deficiência atribuível à concessionária, o faturamento relativo a esse período será efetuado com base na média aritmética dos 3 (três) últimos faturamentos.

§ 1º Nos casos em que a unidade consumidora permanecer por mais de 30 (trinta) dias sem o equipamento de medição, por qualquer motivo de responsabilidade exclusiva da concessionária, o faturamento deverá ser efetuado com base nos respectivos valores mínimos faturáveis fixados no art. 48 ou no valor da demanda contratada.
§ 2º Não será aplicada a cobrança de consumo de energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes nos faturamentos efetuados de acordo com o previsto no parágrafo anterior.

§ 3º Tratando-se de unidade consumidora rural, sazonal ou localizada em área de veraneio ou turismo, a concessionária deverá efetuar o faturamento determinando os consumos de energia elétrica e as demandas de potência, se houver, com base em período anterior de características equivalentes.

Art. 58. No caso de que trata o art. 35, se não forem instalados os equipamentos destinados à medição das perdas de transformação, deverão ser feitos os seguintes acréscimos aos valores medidos de demandas de potência e consumos de energia elétrica ativas e reativas excedentes, como compensação de perdas:

I - 1% (um por cento) nos fornecimentos em tensão superior a 44 kV; e
II - 2,5% (dois e meio por cento) nos fornecimentos em tensão igual ou inferior a 44 kV.

Art. 59. Nos casos em que não existe a obrigatoriedade de instalação de equipamentos de medição, indicados nos incisos I a III, art. 32, os valores de consumo de energia elétrica e/ou de demanda de potência ativas serão estimados, para fins de faturamento, com base no período de utilização e na carga instalada, aplicando fatores de carga e de demanda obtidos a partir de outras unidades consumidoras com atividades similares.

Art. 60. Para fins de faturamento de energia elétrica destinada à iluminação pública ou iluminação de vias internas de condomínios fechados, será de 360 (trezentos e sessenta) o número de horas a ser considerado como tempo de consumo mensal, ressalvado o caso de logradouros públicos que necessitem de iluminação permanente, em que o tempo será de 720 (setecentos e vinte) horas.

Parágrafo único. A concessionária deverá ajustar com o consumidor o número de horas mensais para fins de faturamento quando, por meio de estudos realizados pelas partes, for constatado um número de horas diferente do estabelecido neste artigo.

Art. 61. No caso de unidade consumidora classificada como iluminação pública, a concessionária só poderá incluir no faturamento a perda própria dos equipamentos auxiliares, quando a propriedade do sistema respectivo for do Poder Público.

Parágrafo único. O cálculo da energia consumida pelos equipamentos auxiliares de iluminação pública deverá ser fixado com base em critérios das normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, em dados do fabricante dos equipamentos ou em ensaios realizados em laboratórios credenciados, devendo as condições pactuadas constarem do contrato.

Art. 62. Caso sejam instalados equipamentos automáticos de controle de carga, que reduzam o consumo de energia elétrica do sistema de iluminação pública, a concessionária deverá proceder a revisão da estimativa de consumo e considerar a redução proporcionada por tais equipamentos.

DA SAZONALIDADE

Art. 63. A sazonalidade será reconhecida pela concessionária, para fins de faturamento, mediante solicitação do consumidor e se constatada a ocorrência dos seguintes requisitos:

I - a energia elétrica se destinar à atividade que utilize matéria-prima advinda diretamente da agricultura, pecuária, pesca, ou, ainda, para fins de extração de sal ou de calcário, este destinado à agricultura; e

II - for verificado, nos 12 (doze) ciclos completos de faturamento anteriores ao da análise, valor igual ou inferior a 20% (vinte por cento) para a relação entre a soma dos 4 (quatro) menores e a soma dos 4 (quatro) maiores consumos de energia elétrica ativa.

§ 1º Na falta de dados para a análise da mencionada relação, a sazonalidade poderá ser reconhecida provisoriamente, mediante acordo formal, até que se disponha de valores referentes a um período de 12 (doze) ciclos consecutivos de faturamento, após o que, não atendidas as condições para o reconhecimento da sazonalidade, o consumidor deverá efetuar o pagamento da diferença das demandas de potência ativa devidas.

§ 2º A cada 12 (doze) ciclos consecutivos de faturamento, a partir do mês em que for reconhecida a sazonalidade, a concessionária deverá verificar se permanecem as condições requeridas para a mesma, devendo, em caso contrário, não mais considerar a unidade consumidora como sazonal.

§ 3º Deverá decorrer, no mínimo, outros 12 (doze) ciclos consecutivos de faturamento entre a suspensão e a nova análise quanto a um novo reconhecimento de sazonalidade.

DO FATURAMENTO DE ENERGIA E DEMANDA REATIVAS

Art. 64. O fator de potência de referência "fr", indutivo ou capacitivo, terá como limite mínimo permitido, para as instalações elétricas das unidades consumidoras, o valor de fr = 0,92.

Art. 65. Para unidade consumidora faturada na estrutura tarifária horo-sazonal ou na estrutura tarifária convencional com medição apropriada, o faturamento correspondente ao consumo de energia elétrica e à demanda de potência reativas excedentes, será calculado de acordo com as seguintes fórmulas:

I - $FER(p) = \sum_{t=1}^{n} \left[CA_t \times \left(\frac{fr}{f_t} - 1 \right) \right] \times TCA(p)$,

II - $FDR(p) = \left[\overset{n}{\underset{t=1}{MAX}} \left(DA_t \times \frac{fr}{f_t} \right) - DF(p) \right] \times TDA(p)$,

onde:

FER(p) = valor do faturamento, por posto horário "p", correspondente ao consumo de energia reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência "fr", no período de faturamento;

CA_t = consumo de energia ativa medida em cada intervalo de 1 (uma) hora "t", durante o período de faturamento;

fr = fator de potência de referência igual a 0,92;

f_t = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo "t" de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento, observadas as definições dispostas nas alíneas "a" e "b", § 1º, deste artigo;

TCA(p) = tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento em cada posto horário "p";

FDR(p) = valor do faturamento, por posto horário "p", correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência "fr" no período de faturamento;

DA_t = demanda medida no intervalo de integralização de 1 (uma) hora "t", durante o período de faturamento;

DF(p) = demanda faturável em cada posto horário "p" no período de faturamento;

TDA(p) = tarifa de demanda de potência ativa aplicável ao fornecimento em cada posto horário "p";

MAX = função que identifica o valor máximo da fórmula, dentro dos parênteses correspondentes, em cada posto horário "p";

t = indica intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;

p = indica posto horário, ponta ou fora de ponta, para as tarifas horo-sazonais ou período de faturamento para a tarifa convencional; e

n = número de intervalos de integralização "t", por posto horário "p", no período de faturamento.

§ 1º Nas fórmulas FER(p) e FDR(p) serão considerados:

a) durante o período de 6 horas consecutivas, compreendido, a critério da concessionária, entre 23 h e 30 min e 06h e 30 min, apenas os fatores de potência "f_t" inferiores a 0,92 capacitivo, verificados em cada intervalo de 1 (uma) hora "t"; e

b) durante o período diário complementar ao definido na alínea anterior, apenas os fatores de potência "f_t" inferiores a 0,92 indutivo, verificados em cada intervalo de 1 (uma) hora "t".

§ 2º O período de 6 (seis) horas definido na alínea "a" do parágrafo anterior deverá ser informado pela concessionária aos respectivos consumidores com antecedência mínima de 1 (um) ciclo completo de faturamento.

§ 3º Havendo montantes de energia elétrica estabelecidos em contrato, o faturamento correspondente ao consumo de energia reativa, verificada por medição apropriada, que exceder às quantidades permitidas pelo fator de potência de referência "fr", será calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$FER(p) = \left[\left(\sum_{t=1}^{n} \frac{CA_t \times fr}{f_t} \right) - CF(p) \right] \times TCA(p)$,

onde:

FER(p) = valor do faturamento, por posto horário “p”, correspondente ao consumo de energia reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “fr”, no período de faturamento;

CA_t = consumo de energia ativa medida em cada intervalo de 1 (uma) hora “t”, durante o período de faturamento;

fr = fator de potência de referência igual a 0,92;

f_t = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “t” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento, observadas as definições dispostas nas alíneas “a” e “b”, § 1º, deste artigo;

CF(p) = consumo de energia elétrica ativa faturável em cada posto horário “p” no período de faturamento; e

TCA(p) = tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento em cada posto horário “p”.

Art. 66. Para unidade consumidora faturada na estrutura tarifária convencional, enquanto não forem instalados equipamentos de medição que permitam a aplicação das fórmulas fixadas no art. 65, a concessionária poderá realizar o faturamento de energia e demanda de potência reativas excedentes utilizando as seguintes fórmulas:

I - $FER = CA \times \left(\frac{fr}{fm} - 1 \right) \times TCA$,

II - $FDR = \left(DM \times \frac{fr}{fm} - DF \right) \times TDA$,

onde:

FER = valor do faturamento total correspondente ao consumo de energia reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento;

CA = consumo de energia ativa medida durante o período de faturamento;

fr = fator de potência de referência igual a 0,92;

fm = fator de potência indutivo médio das instalações elétricas da unidade consumidora, calculado para o período de faturamento;

TCA = tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento;

FDR = valor do faturamento total correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento;

DM = demanda medida durante o período de faturamento;

DF = demanda faturável no período de faturamento; e

TDA = tarifa de demanda de potência ativa aplicável ao fornecimento.

Parágrafo único. Havendo montantes de energia elétrica estabelecidos em contrato, o faturamento correspondente ao consumo de energia reativa, verificada por medição apropriada, que exceder às quantidades permitidas pelo fator de potência de referência “fr”, será calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$FER = \left(CA \times \frac{fr}{fm} - CF \right) \times TCA$,

onde,

FER = valor do faturamento total correspondente ao consumo de energia reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento;

CA = consumo de energia ativa medida durante o período de faturamento;

fr = fator de potência de referência igual a 0,92;

fm = fator de potência indutivo médio das instalações elétricas da unidade consumidora, calculado para o período de faturamento;

CF = consumo de energia elétrica ativa faturável no período de faturamento; e

TCA = tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento.

Art. 67. Para fins de faturamento de energia e demanda de potência reativas excedentes serão considerados somente os valores ou parcelas positivas das mesmas.

Parágrafo único. Nos faturamentos relativos a demanda de potência reativa excedente não serão aplicadas as tarifas de ultrapassagem.

Art. 68. Para unidade consumidora do Grupo “B”, cujo fator de potência tenha sido verificado por meio de medição transitória nos termos do inciso II, art. 34, o faturamento correspondente ao consumo de energia elétrica reativa indutiva excedente só poderá ser realizado de acordo com os seguintes procedimentos:

I - a concessionária deverá informar ao consumidor, via correspondência específica, o valor do fator de potência encontrado, o prazo para a respectiva correção, a possibilidade de faturamento relativo ao consumo excedente, bem como outras orientações julgadas convenientes;
II - a partir do recebimento da correspondência, o consumidor disporá do prazo mínimo de 90 (noventa) dias para providenciar a correção do fator de potência e comunicar à concessionária;
III - findo o prazo e não adotadas as providências, o fator de potência verificado poderá ser utilizado nos faturamentos posteriores até que o consumidor comunique a correção do mesmo; e
IV - a partir do recebimento da comunicação do consumidor, a concessionária terá o prazo de 15 (quinze) dias para constatar a correção e suspender o faturamento relativo ao consumo excedente.

Art. 69. A concessionária deverá conceder um período de ajustes, com duração mínima de 3 (três) ciclos consecutivos e completos de faturamento, objetivando permitir a adequação das instalações elétricas da unidade consumidora, durante o qual o faturamento será realizado com base no valor médio do fator de potência, conforme disposto no art. 66, quando ocorrer:

I - pedido de fornecimento novo passível de inclusão na estrutura tarifária horo-sazonal;
II - inclusão compulsória na estrutura tarifária horo-sazonal, conforme disposto no inciso III, art. 53; ou
III - solicitação de inclusão na estrutura tarifária horo-sazonal decorrente de opção de faturamento ou mudança de Grupo tarifário.

§ 1º A concessionária poderá dilatar o período de ajustes mediante solicitação fundamentada do consumidor.

§ 2º Durante o período de ajustes referido neste artigo, a concessionária informará ao consumidor os valores dos faturamentos que seriam efetivados e correspondentes ao consumo de energia elétrica e a demanda de potência reativas excedentes calculados nos termos do art. 65.

DAS COMPENSAÇÕES DO FATURAMENTO

Art. 70. Ocorrendo impedimento ao acesso para leitura do medidor, os valores faturáveis de consumo de energia elétrica ativa, de energia elétrica e de demanda de potência reativas excedentes, serão as respectivas médias aritméticas dos 3 (três) últimos faturamentos, e para a demanda, deverá ser utilizado o valor da demanda contratada.

§ 1º Este procedimento somente poderá ser aplicado por 3 (três) ciclos consecutivos e completos de faturamento, devendo a concessionária comunicar ao consumidor, por escrito, a necessidade de o mesmo desimpedir o acesso aos equipamentos de medição.

§ 2º O acerto de faturamento, referente ao período em que a leitura não foi efetuada, deverá ser realizado no segundo ou no terceiro ciclo consecutivo, conforme o caso, devendo as parcelas referentes às demandas ativa e reativa serem objeto de ajuste quando o equipamento de medição permitir registro para a sua quantificação.

§ 3º Após o terceiro ciclo consecutivo e enquanto perdurar o impedimento, o faturamento deverá ser efetuado com base nos valores mínimos faturáveis referidos no art. 48 ou no valor da demanda contratada, sem possibilidade de futura compensação quando se verificar diferença positiva entre o valor medido e o faturado.

§ 4º Tratando-se de unidade consumidora rural, sazonal ou localizada em área de veraneio ou turismo, serão aplicados os procedimentos estabelecidos no § 3 º, art. 57.

Art. 71. Comprovada deficiência no medidor ou demais equipamentos de medição e na impossibilidade de determinar os montantes faturáveis por meio de avaliação técnica adequada, a concessionária adotará, como valores faturáveis de consumo de energia elétrica e de demanda de potência ativas, de energia elétrica e de demanda de potência reativas excedentes, as respectivas médias aritméticas dos 3 (três) últimos faturamentos.

§ 1º O período máximo, para fins de cobrança, não poderá ultrapassar a 1 (um) ciclo de faturamento, incluído a data da constatação, salvo se a deficiência decorrer de ação comprovadamente atribuível ao consumidor.

§ 2º A partir do segundo ciclo posterior à data da constatação da deficiência, enquanto for mantido o medidor defeituoso em operação na unidade consumidora, o faturamento será efetuado pelos valores mínimos faturáveis referidos no art. 48 ou no valor da demanda contratada.

§ 3º Se a deficiência tiver sido provocada por aumento de carga à revelia da concessionária serão considerados, no cálculo dos valores faturáveis, a parcela adicional da carga instalada, os fatores de carga e de demanda médios anteriores ou, na ausência destes, aqueles obtidos a partir de outras unidades consumidoras com atividades similares.

§ 4º Em caso de falta ou imprecisão de dados para os cálculos poderá ser adotado como base o primeiro ciclo de faturamento posterior à instalação do novo equipamento de medição.

§ 5º Tratando-se de unidade consumidora rural, sazonal ou localizada em área de veraneio ou turismo, serão aplicados os procedimentos estabelecidos no § 3 º, art. 57.

Art. 72. Constatada a ocorrência de qualquer procedimento irregular cuja responsabilidade não lhe seja atribuível e que tenha provocado faturamento inferior ao correto, ou no caso de não ter havido qualquer faturamento, a concessionária adotará as seguintes providências:

I - emitir o "Termo de Ocorrência de Irregularidade", em formulário próprio, contemplando as informações necessárias ao registro da irregularidade, tais como:
a) identificação completa do consumidor;
b) endereço da unidade consumidora;
c) código de identificação da unidade consumidora;
d) atividade desenvolvida;
e) tipo e tensão de fornecimento;
f) tipo de medição;
g) identificação e leitura(s) do(s) medidor(es) e demais equipamentos auxiliares de medição;
h) selos e/ou lacres encontrados e deixados;
i) descrição detalhada do tipo de irregularidade;
j) relação da carga instalada;
l) identificação e assinatura do inspetor da concessionária; e
m) outras informações julgadas necessárias;

II - solicitar os serviços de perícia técnica do órgão competente vinculado à segurança pública e/ou do órgão metrológico oficial, este quando se fizer necessária a verificação do medidor e/ou demais equipamentos de medição;

III - implementar outros procedimentos necessários à fiel caracterização da irregularidade;

IV - proceder a revisão do faturamento com base nas diferenças entre os valores efetivamente faturados e os apurados por meio de um dos critérios descritos nas alíneas abaixo, sem prejuízo do disposto nos arts. 73, 74 e 90:

a) aplicação do fator de correção determinado a partir da avaliação técnica do erro de medição causado pelo emprego dos procedimentos irregulares apurados;

b) na impossibilidade do emprego do critério anterior, identificação do maior valor de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativas e reativas excedentes, ocorridos em até 12 (doze) ciclos completos de medição normal imediatamente anteriores ao início da irregularidade; e

c) no caso de inviabilidade de utilização de ambos os critérios, determinação dos consumos de energia elétrica e/ou das demandas de potência ativas e reativas excedentes por meio de estimativa, com base na carga instalada no momento da constatação da irregularidade, aplicando fatores de carga e de demanda obtidos a partir de outras unidades consumidoras com atividades similares.

§ 1º Se a unidade consumidora tiver característica de consumo sazonal e a irregularidade não distorceu esta característica, a utilização dos critérios de apuração dos valores básicos para efeito de revisão do faturamento deverá levar em consideração os aspectos da sazonalidade.

§ 2º Comprovado, pela concessionária ou consumidor, na forma do art. 78 e seus parágrafos, que o início da irregularidade ocorreu em período não atribuível ao atual responsável, a este somente serão faturadas as diferenças apuradas no período sob responsabilidade do mesmo, sem aplicação do disposto nos arts. 73, 74 e 90, exceto nos casos de sucessão comercial.

§ 3º Cópia do termo referido no inciso I deverá ser entregue ao consumidor no ato da sua emissão, preferencialmente mediante recibo do mesmo, ou, enviada pelo serviço postal com aviso de recebimento (AR).

§ 4º No caso referido no inciso II, quando não for possível a verificação no local da unidade consumidora, a concessionária deverá acondicionar o medidor e/ou demais equipamentos de medição em invólucro específico, a ser lacrado no ato da retirada, e encaminhar ao órgão responsável pela perícia.

Art. 73. Nos casos de revisão do faturamento, motivada por uma das hipóteses previstas no artigo anterior, a concessionária poderá cobrar o custo administrativo adicional correspondente a, no máximo, 30 % (trinta por cento) do valor líquido da fatura relativa à diferença entre os valores apurados e os efetivamente faturados.

Parágrafo único. Sem prejuízo da suspensão do fornecimento prevista no art. 90, o procedimento referido neste artigo não poderá ser aplicado sobre os faturamentos posteriores à data da constatação da irregularidade, excetuado na hipótese de auto-religação descrita no inciso II, art. 74.

Art. 74. Nos casos de irregularidades referidas no art. 72, se, após a suspensão do fornecimento, houver auto-religação à revelia da concessionária, poderão ser adotados os seguintes procedimentos:

I - auto-religação com eliminação da irregularidade e sem o pagamento das diferenças: cobrar o maior valor dentre os a seguir fixados:

a) valor equivalente ao serviço de religação de urgência; ou

b) 20 % (vinte por cento) do valor líquido da primeira fatura emitida após a constatação da auto-religação.

II - auto-religação sem eliminação da irregularidade e sem o pagamento das diferenças: além do disposto no inciso anterior, cobrar o custo administrativo adicional correspondente a, no máximo, 30% (trinta por cento) do valor líquido da primeira fatura, emitida após a constatação da auto-religação, devidamente revisada nos termos do inciso IV, art. 72.

Art. 75. Para fins de revisão do faturamento nos casos de deficiência em medidor, decorrente de aumento de carga à revelia e/ou procedimentos irregulares de que tratam o § 3º, art. 71, e art. 72, o período de duração da irregularidade deverá ser determinado tecnicamente ou pela análise do histórico dos consumos de energia elétrica e/ou demandas de potência.

§ 1º No caso de deficiência em medidor, decorrente de aumento de carga à revelia, não tendo a concessionária obtido êxito por meio dos critérios citados no "caput" deste artigo, o período máximo não poderá ultrapassar a 1 (um) ciclo de faturamento, incluindo a data da constatação da irregularidade.

§ 2º No caso de procedimentos irregulares, não sendo possível à concessionária a identificação do período de duração e, conseqüentemente, a apuração das diferenças não faturadas, caberá a mesma solicitar à autoridade competente a determinação da materialidade e da autoria da irregularidade, nos termos da legislação aplicável.

Art. 76. Caso a concessionária tenha faturado valores incorretos ou não efetuado qualquer faturamento, por motivo de sua responsabilidade, deverá observar os seguintes procedimentos:

I - faturamento a menor ou ausência de faturamento: não poderá efetuar cobrança complementar;

II - faturamento a maior: providenciar a devolução ao consumidor das quantias recebidas indevidamente, correspondentes ao período faturado incorretamente, limitado ao prazo de prescrição de 5 (cinco) anos estabelecido no art. 27 da Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990; e

III - a devolução deverá ser efetuada em moeda corrente até o primeiro faturamento posterior à constatação da cobrança a maior, ou, por opção do consumidor, por meio de compensação nas faturas subseqüentes.

Art. 77. Para o cálculo das diferenças a cobrar ou a devolver, as tarifas deverão ser aplicadas de acordo com os seguintes critérios:

I - quando houver diferença a cobrar: tarifas em vigor nos últimos 30 (trinta) dias anteriores à data da constatação, aplicadas, de forma proporcional, ao período de vigência de cada tarifa, ressalvado o disposto no inciso III deste artigo;

II - quando houver diferença a devolver: tarifas em vigor nos últimos 30 (trinta) dias anteriores à data da devolução, aplicadas, de forma proporcional, ao período de vigência de cada tarifa;

III - nos casos previstos no art. 72, quando houver diferença a cobrar: tarifas em vigor na data da apresentação da fatura; e

IV - no caso de unidade consumidora Residencial Baixa Renda, a diferença a cobrar ou a devolver deve ser apurada mês a mês e o faturamento efetuado adicionalmente ou subtrativamente aos já realizados mensalmente, no período considerado, levando em conta a tarifa relativa a cada bloco complementar.

Art. 78. Nos casos em que houver diferença a cobrar ou a devolver, a concessionária deverá informar ao consumidor, por escrito, quanto:

I - a irregularidade constatada;

II - a memória descritiva dos cálculos do valor apurado, referente às diferenças de consumos de energia elétrica e/ou de demandas de potência ativas e reativas excedentes, inclusive os fatores de

carga e de demanda típicos quando aplicáveis os critérios referidos no § 3º, art. 71, e na alínea “c”, inciso IV, art. 72;

III - os elementos de apuração da irregularidade;
IV - os critérios adotados na revisão dos faturamentos;
V - o direito de recurso previsto nos §§ 1º e 3º deste artigo; e
VI - a tarifa utilizada.

§ 1º Caso haja discordância em relação à cobrança ou respectivos valores, o consumidor poderá apresentar recurso junto a concessionária, no prazo de 10 (dez) dias a partir da comunicação.

§ 2º A concessionária deliberará no prazo de 10 (dez) dias, contados do recebimento do recurso, o qual, se indeferido, deverá ser comunicado ao consumidor, por escrito, juntamente com a respectiva fatura, quando pertinente, a qual deverá referir-se exclusivamente ao ajuste do faturamento, com vencimento previsto para 3 (três) dias úteis.

§ 3º Da decisão da concessionária caberá recurso à Agência Reguladora Estadual ou do Distrito Federal, conforme o caso, ou, na ausência daquela, à ANEEL, no prazo de 10 (dez) dias, que deliberará sobre os efeitos do pedido.

§ 4º Constatado o descumprimento dos procedimentos estabelecidos neste artigo ou, ainda, a improcedência ou incorreção do faturamento, a concessionária providenciará a devolução do indébito por valor igual ao dobro do que foi pago em excesso, salvo hipótese de engano justificável.

DA MUDANÇA DE GRUPO TARIFÁRIO

Art. 79. Com relação à unidade consumidora do Grupo “A”, localizada em área de veraneio ou turismo, em que sejam explorados serviços de hotelaria ou pousada, o consumidor poderá optar por faturamento com aplicação da tarifa do Grupo “B” correspondente à respectiva classe, independentemente da carga instalada.

Parágrafo único. Para efeito desta Resolução, área de veraneio ou turismo será aquela oficialmente reconhecida como estância balneária, climática ou turística.

Art. 80. Quanto à unidade consumidora do Grupo “A”, cuja potência instalada em transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA, o consumidor poderá optar por faturamento com aplicação da tarifa do Grupo “B” correspondente à respectiva classe.

Parágrafo único. Com referência à unidade consumidora classificada como cooperativa de eletrificação rural poderá ser exercida a opção de que trata este artigo, quando a potência instalada em transformadores for igual ou inferior a 750 kVA.

Art. 81. Relativamente à unidade consumidora do Grupo “A”, com instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias, o consumidor poderá optar por faturamento com aplicação da tarifa do Grupo “B” correspondente à respectiva classe, desde que a potência instalada em projetores utilizados na iluminação dos locais seja igual ou superior a 2/3 (dois terços) da carga instalada na unidade consumidora.

Art. 82. Relativamente à unidade consumidora localizada em área servida por sistema subterrâneo ou prevista para ser atendida pelo referido sistema, de acordo com o programa de obras da concessionária, o consumidor poderá optar por faturamento com aplicação das tarifas do Subgrupo “AS”, desde que o fornecimento seja feito em tensão secundária de distribuição e possa ser atendido um dos seguintes requisitos:

I - verificação de consumo de energia elétrica ativa mensal igual ou superior a 30 MWh em, no mínimo, 3 (três) ciclos completos e consecutivos nos 6 (seis) meses anteriores à opção; ou

II - celebração de contrato de fornecimento fixando demanda contratada igual ou superior a 150 kW.

DA FATURA E SEU PAGAMENTO

Art. 83. A fatura de energia elétrica deverá conter as seguintes informações:

I - obrigatoriamente:

a) nome do consumidor;

b) número de inscrição no CNPJ ou CPF quando houver;

c) código de identificação;

d) classificação da unidade consumidora;

e) endereço da unidade consumidora;

f) número dos medidores de energia elétrica ativa e reativa e respectiva constante de multiplicação da medição;

g) data das leituras anterior e atual dos medidores, bem como da próxima leitura prevista;

h) data de apresentação e de vencimento;

i) componentes relativas aos produtos e serviços prestados, discriminando as tarifas aplicadas;

j) parcela referente a impostos incidentes sobre o faturamento realizado;

l) valor total a pagar;

m) aviso de que informações sobre as condições gerais de fornecimento, tarifas, produtos, serviços prestados e impostos se encontram à disposição dos consumidores, para consulta, nas agências da concessionária;

n) indicadores referentes à qualidade do fornecimento, de acordo com a norma específica;

o) número de telefone da Central de Teleatendimento e/ou outros meios de acesso à concessionária para solicitações e/ou reclamações;

p) número de telefone da Central de Teleatendimento da Agência Reguladora Estadual conveniada com a ANEEL, quando houver; e

q) número 0800 61 2010 da Central de Teleatendimento da ANEEL.

II - quando pertinente:

a) multa por atraso de pagamento e outros acréscimos moratórios individualmente discriminados;

b) parcela referente ao pagamento (créditos) de juros do empréstimo compulsório/ ELETROBRÁS;

c) indicação do respectivo desconto sobre o valor da tarifa, em moeda corrente;

d) indicação de fatura vencida, apontando no mínimo o mês/ referência e valor em reais;

e) indicação de faturamento realizado com base na média aritmética nos termos dos arts. 57, 70 e 71 e o motivo da não realização da leitura;

f) percentual do reajuste tarifário, o número da Resolução que o autorizou e a data de início de sua vigência nas faturas em que o reajuste incidir.

Parágrafo único. Tratando-se de unidade consumidora Residencial Baixa Renda, as componentes relativas a energia elétrica consumida deverão apresentar a tarifa referente a cada bloco de consumo.

Art. 84. Além das informações relacionadas no artigo anterior, fica facultado à concessionária incluir na fatura outras informações julgadas pertinentes, inclusive veiculação de propagandas comerciais, desde que não interfiram nas informações obrigatórias, vedadas, em qualquer hipótese, mensagens político-partidárias.

Parágrafo único. Fica também facultado incluir a cobrança de outros serviços, de forma discriminada, após autorização do consumidor.

Art. 85. A entrega da fatura deverá ser efetuada até a data fixada para sua apresentação, prioritariamente no endereço da unidade consumidora, sendo admitidas as seguintes alternativas:

I - unidade consumidora localizada na área rural: a concessionária poderá disponibilizar a fatura em local diferente, podendo o consumidor indicar outro endereço atendido pelo serviço postal, sem a cobrança de despesas adicionais;
II - unidade consumidora localizada na área urbana: o consumidor poderá autorizar a entrega da fatura em outro endereço, sendo permitida a cobrança de despesas adicionais; e
III - por outro meio ajustado entre o consumidor e a concessionária.

Art. 86. Os prazos mínimos para vencimento das faturas, contados da data da respectiva apresentação, ressalvados os casos de diferenças a cobrar ou a devolver referidos no art. 78, serão os a seguir fixados:

I - 5 (cinco) dias úteis para as unidades consumidoras dos Grupos “A” e “B”, ressalvadas as mencionadas no inciso II;
II - 10 (dez) dias úteis para as unidades consumidoras classificadas como Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Cooperativa de Eletrificação Rural;
III - no dia útil seguinte ao da apresentação da fatura nos casos de desligamento a pedido, exceto para as unidades consumidoras a que se refere o inciso anterior.

§ 1º Na contagem dos prazos exclui-se o dia da apresentação e inclui-se o do vencimento, os quais não poderão ser afetados por discussões entre as partes.

§ 2º A concessionária deverá oferecer pelo menos seis datas de vencimento da fatura, para escolha do consumidor, com intervalo mínimo de 5 (cinco) dias entre as referidas datas.

Art. 87. A eventual segunda via da fatura será emitida por solicitação do consumidor e conterá, destacadamente, a expressão “SEGUNDA VIA”, além de, no mínimo, o nome do consumidor, número da conta, período de consumo e valor total a pagar.

Parágrafo único. Se o consumidor solicitar, a concessionária deverá informar os demais dados que constaram na primeira via.

Art. 88. Constatada a duplicidade no pagamento de faturas, a devolução do valor pago indevidamente deverá ser efetuada em moeda corrente até o primeiro faturamento posterior à constatação, ou, por opção do consumidor, por meio de compensação nas faturas subsequentes.

Parágrafo único. A concessionária deverá dispor de meios que possibilitem a constatação automática da ocorrência de pagamentos em duplicidade.

DA MULTA

Art. 89. Na hipótese de atraso no pagamento da fatura, sem prejuízo de outros procedimentos previstos na legislação aplicável, será cobrada multa limitada ao percentual máximo de 2 % (dois por cento) sobre o valor total da fatura em atraso, cuja cobrança não poderá incidir sobre o valor da multa eventualmente apresentada na fatura anterior.

Parágrafo único. O mesmo percentual incidirá sobre a cobrança de outros serviços prestados, exceto quando o contrato entre o consumidor e o prestador do serviço estipular percentual menor.

DA SUSPENSÃO DO FORNECIMENTO

Art. 90. A concessionária poderá suspender o fornecimento, de imediato, quando verificar a ocorrência de qualquer das seguintes situações:

I - utilização de procedimentos irregulares referidos no art. 72;
II - revenda ou fornecimento de energia elétrica a terceiros sem a devida autorização federal;
III - ligação clandestina ou religação à revelia; e
IV - deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora, que ofereça risco iminente de danos a pessoas ou bens, inclusive ao funcionamento do sistema elétrico da concessionária.

Art. 91. A concessionária poderá suspender o fornecimento, após prévia comunicação formal ao consumidor, nas seguintes situações:

I - atraso no pagamento da fatura relativa a prestação do serviço público de energia elétrica;
II - atraso no pagamento de encargos e serviços vinculados ao fornecimento de energia elétrica, prestados mediante autorização do consumidor;
III - atraso no pagamento dos serviços cobráveis estabelecidos no art. 109;
IV - atraso no pagamento de prejuízos causados nas instalações da concessionária, cuja responsabilidade tenha sido imputada ao consumidor, desde que vinculados à prestação do serviço público de energia elétrica;
V - descumprimento das exigências estabelecidas nos arts. 17 e 31;
VI - o consumidor deixar de cumprir exigência estabelecida com base no disposto no parágrafo único do art. 102;
VII - quando, encerrado o prazo informado pelo consumidor para o fornecimento provisório, nos termos no art. 111, não estiver atendido o que dispõe o art. 3º, para a ligação definitiva;
VIII - impedimento ao acesso de empregados e prepostos da concessionária para fins de leitura e inspeções necessárias.

§ 1º A comunicação deverá ser por escrito, específica e de acordo com a antecedência mínima a seguir fixada:

a) 15 (quinze) dias para os casos previstos nos incisos I, II, III, IV e V;
b) 30 (trinta) dias para os casos previstos no inciso VI; e
c) 3 (três) dias para os casos previstos nos incisos VII e VIII.

§ 2º Constatada que a suspensão do fornecimento foi indevida a concessionária fica obrigada a efetuar a religação no prazo máximo de até 4 (quatro) horas, sem ônus para o consumidor.

Art. 92. Para os demais casos de suspensão do fornecimento, não decorrentes de procedimentos irregulares referidos no art. 72, havendo religação à revelia da concessionária, esta poderá cobrar, a título de custo administrativo, o equivalente ao dobro do valor permitido para a religação de urgência, a ser incluso na primeira fatura emitida após a constatação do fato.

Art. 93. Ao efetuar a suspensão do fornecimento a concessionária deverá entregar, na unidade consumidora, aviso discriminando o motivo gerador e, quando pertinente, informações referentes a cada uma das faturas que caracterizam a inadimplência.

Art. 94. A suspensão do fornecimento por falta de pagamento, a consumidor que preste serviço público ou essencial à população e cuja atividade sofra prejuízo, será comunicada por escrito, de

forma específica, e com antecedência de 15 (quinze) dias, ao Poder Público local ou ao Poder Executivo Estadual, conforme fixado em lei.

Parágrafo único. Para fins de aplicação do disposto no "caput" deste artigo, exemplifica-se como serviço público ou essencial o desenvolvido nas unidades consumidoras a seguir indicadas:

I - unidade operacional do serviço público de tratamento de água e esgôtos;
II - unidade operacional de processamento de gás liqüefeito de petróleo e de combustíveis;
III - unidade operacional de distribuição de gás canalizado;
IV - unidade hospitalar;
V - unidade operacional de transporte coletivo que utilize energia elétrica;
VI - unidade operacional do serviço público de tratamento de lixo;
VII - unidade operacional do serviço público de telecomunicações; e
VIII - centro de controle público de tráfego aéreo, marítimo e rodoferroviário.

DAS RESPONSABILIDADES

Art. 95. A concessionária é responsável pela prestação de serviço adequado a todos os consumidores, satisfazendo as condições de regularidade, generalidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, modicidade das tarifas e cortesia no atendimento, assim como prestando informações para a defesa de interesses individuais e coletivos.

Parágrafo único. Não se caracteriza como descontinuidade do serviço a suspensão do fornecimento efetuada nos termos dos arts. 90 e 91 desta Resolução, tendo em vista a prevalência do interesse da coletividade.

Art. 96. As alterações das normas e/ou padrões técnicos da concessionária deverão ser comunicadas aos consumidores, fabricantes, distribuidores, comerciantes de materiais e equipamentos padronizados, técnicos em instalações elétricas e demais interessados, por meio de jornal de grande circulação e de outros veículos de comunicação que permitam a adequada divulgação e orientação.

Art. 97. A concessionária deverá comunicar ao consumidor, por escrito, no prazo de 30 (trinta) dias, sobre as providências adotadas quanto às solicitações e reclamações recebidas do mesmo.

Parágrafo único. A concessionária deverá informar o respectivo número do protocolo de registro quando da formulação da solicitação ou reclamação.

Art. 98. A concessionária deverá dispor de estrutura de atendimento adequada às necessidades de seu mercado, acessível a todos os consumidores da sua área de concessão que possibilite a apresentação das solicitações e reclamações, bem como o pagamento da fatura de energia elétrica.

§ 1º A estrutura adequada é a que, além de outros aspectos vinculados à qualidade do atendimento, possibilita ao consumidor ser atendido em todas as suas solicitações e reclamações sem que, para tanto, tenha que se deslocar do município onde reside.

§ 2º Nos locais em que as instituições prestadoras do serviço de arrecadação das faturas de energia elétrica não propiciarem um atendimento adequado, a concessionária deverá implantar estrutura própria para garantir a qualidade do atendimento.

§ 3º A concessionária deverá dispensar atendimento prioritário, por meio de serviços individualizados que assegurem tratamento diferenciado e atendimento imediato, a pessoas portadoras de deficiência física, idosos com idade igual ou superior a 65 (sessenta e cinco) anos, gestantes, lactantes e as pessoas acompanhadas por crianças de colo, nos termos da Lei n.º 10.048, de 8 de novembro de 2000.

Art. 99. A concessionária não será responsável por danos causados a pessoas ou bens, decorrentes de defeitos nas instalações internas da unidade consumidora, da má utilização e conservação das mesmas ou do uso inadequado da energia, ainda que tenha procedido vistoria.

Art. 100. A concessionária deverá desenvolver, em caráter permanente e de maneira adequada, campanhas com vistas a:

I - informar ao consumidor, em particular e ao público em geral, sobre os cuidados especiais que a energia elétrica requer na sua utilização;
II - divulgar os direitos e deveres específicos do consumidor de energia elétrica;
III - orientar sobre a utilização racional e formas de combater o desperdício de energia elétrica; e
IV - divulgar outras orientações por determinação da ANEEL.

Art. 101. Na utilização do serviço público de energia elétrica fica assegurado ao consumidor, dentre outros, o direito de receber o ressarcimento dos danos que, porventura, lhe sejam causados em função do serviço concedido.

Art. 102. É de responsabilidade do consumidor, após o ponto de entrega, manter a adequação técnica e a segurança das instalações internas da unidade consumidora.

Parágrafo único. As instalações internas que vierem a ficar em desacordo com as normas e/ou padrões a que se refere a alínea "a", inciso I, art. 3º, e que ofereçam riscos à segurança de pessoas ou bens, deverão ser reformadas ou substituídas pelo consumidor.

Art. 103. O consumidor será responsável pelas adaptações das instalações da unidade consumidora, necessárias ao recebimento dos equipamentos de medição, em decorrência de mudança de Grupo tarifário ou exercício de opção de faturamento.

Art. 104. O consumidor será responsável por danos causados aos equipamentos de medição ou ao sistema elétrico da concessionária, decorrentes de qualquer procedimento irregular ou de deficiência técnica das instalações elétricas internas da unidade consumidora.

Art. 105. O consumidor será responsável, na qualidade de depositário a título gratuito, pela custódia dos equipamentos de medição da concessionária quando instalados no interior da unidade consumidora, ou, se por solicitação formal do consumidor, os equipamentos forem instalados em área exterior da mesma.

Parágrafo único. Não se aplicam as disposições pertinentes ao depositário no caso de furto ou danos provocados por terceiros, relativamente aos equipamentos de medição, exceto quando, da violação de lacres ou de danos nos equipamentos, decorrerem registros inferiores aos corretos.

Art. 106. O consumidor será responsável pelo pagamento das diferenças resultantes da aplicação de tarifas no período em que a unidade consumidora esteve incorretamente classificada, não tendo direito à devolução de quaisquer diferenças eventualmente pagas a maior quando constatada, pela concessionária, a ocorrência dos seguintes fatos:

I - declaração falsa de informação referente a natureza da atividade desenvolvida na unidade consumidora ou a finalidade real da utilização da energia elétrica; ou
II - omissão das alterações supervenientes que importarem em reclassificação.

DA RELIGAÇÃO

Art. 107. Cessado o motivo da suspensão a concessionária restabelecerá o fornecimento no prazo de até 48 horas, após a solicitação do consumidor ou a constatação do pagamento.

Art. 108. Fica facultado à concessionária implantar procedimento de religação de urgência, caracterizado pelo prazo de até 4 (quatro) horas entre o pedido e o atendimento, o qual, nas localidades onde for adotado, obriga a concessionária a:

I - informar ao consumidor interessado o valor e o prazo relativo à religação normal e da de urgência; e
II - prestar o serviço a qualquer consumidor que o solicitar.

DA COBRANÇA DOS SERVIÇOS

Art. 109. Os serviços cobráveis, realizados a pedido do consumidor, são os seguintes:

I - vistoria de unidade consumidora;
II - aferição de medidor;
III - verificação de nível de tensão;
IV - religação normal;
V - religação de urgência; e
VI - emissão de segunda via de fatura.

§ 1º A cobrança dos serviços previstos neste artigo é facultativa e só poderá ser feita em contrapartida de serviço efetivamente prestado pela concessionária, dentro dos prazos estabelecidos.

§ 2º A cobrança de aferição de medidor não será devida quando os limites admissíveis tiverem sido excedidos, conforme disposto no art. 38.

§ 3º A cobrança de verificação de nível de tensão, a pedido do consumidor, só poderá ser feita se os valores de tensão, obtidos mediante medição apropriada, se situarem entre os limites mínimos e máximos estabelecidos em regulamentos específicos.

§ 4º Não será cobrada a primeira vistoria realizada para atender o pedido de fornecimento ou de aumento de carga.

§ 5º A cobrança de qualquer serviço obrigará a concessionária a implantá-lo em toda a sua área de concessão, para todos os consumidores, ressalvado o serviço de religação de urgência.

§ 6º Em qualquer dos serviços solicitados a concessionária deverá manter, por um período mínimo de 12 (doze) meses, os registros do valor cobrado, do horário e data da solicitação e da execução dos mesmos.

§ 7º A concessionária poderá executar outros serviços não vinculados à prestação do serviço público de energia elétrica, desde que observe as restrições constantes do contrato de concessão e que o consumidor, por sua livre escolha, opte por contratar a concessionária para a realização dos mesmos.

Art. 110. Os valores dos serviços cobráveis serão definidos por meio de Resoluções específicas da ANEEL.

DO FORNECIMENTO PROVISÓRIO E PRECÁRIO

Art. 111. A concessionária poderá considerar como fornecimento provisório o que se destinar ao atendimento de eventos temporários, tais como: festividades, circos, parques de diversões, exposições, obras ou similares, estando o atendimento condicionado à disponibilidade de energia elétrica.

§ 1º Correrão por conta do consumidor as despesas com instalação e retirada de rede e ramais de caráter provisório, bem como as relativas aos respectivos serviços de ligação e desligamento, podendo a concessionária exigir, a título de garantia, o pagamento antecipado desses serviços e do consumo de energia elétrica e/ou da demanda de potência prevista, em até 3 (três) ciclos completos de faturamento.

§ 2º Serão consideradas como despesas os custos dos materiais aplicados e não reaproveitáveis, bem assim os demais custos, tais como: mão-de-obra para instalação, retirada, ligação e transporte.

Art. 112. Qualquer concessionária poderá atender, a título precário, unidades consumidoras localizadas na área de concessão de outra, desde que as condições sejam ajustadas entre as concessionárias, por escrito, com remessa de cópia do ajuste à ANEEL pela concessionária que efetuar o fornecimento.

DO ENCERRAMENTO DAS RELAÇÕES CONTRATUAIS

Art. 113. O encerramento da relação contratual entre a concessionária e o consumidor será efetuado segundo as seguintes características e condições:

I - por ação do consumidor, mediante pedido de desligamento da unidade consumidora, observado o cumprimento das obrigações previstas nos contratos de fornecimento, de uso do sistema e de adesão, conforme o caso; e

II - por ação da concessionária, quando houver pedido de fornecimento formulado por novo interessado referente a mesma unidade consumidora.

Parágrafo único. No caso referido no inciso I a condição de unidade consumidora desativada deverá constar do cadastro, até que seja restabelecido o fornecimento em decorrência da formulação de novo pedido de fornecimento.

DAS ESPECIFICIDADES DA ILUMINAÇÃO PÚBLICA

Art. 114. A responsabilidade pelos serviços de elaboração de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública é de pessoa jurídica de direito público ou por esta delegada mediante concessão ou autorização, podendo a concessionária prestar esses serviços mediante celebração de contrato específico para tal fim, ficando o consumidor responsável pelas despesas decorrentes.

Art. 115. Nos casos em que o Poder Público necessite acessar o sistema elétrico de distribuição, para a realização de serviços de operação e manutenção das instalações de iluminação pública, deverão ser observados os procedimentos de rede da concessionária local.

Art. 116. As tarifas aplicáveis aos fornecimentos de energia elétrica para iluminação pública serão estruturadas de acordo com a localização do ponto de entrega, a saber:

I - Tarifa B4a: aplicável quando o Poder Público for o proprietário do sistema de iluminação pública; e

II - Tarifa B4b: aplicável quando o sistema de iluminação pública for de propriedade da concessionária.

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 117. Ocorrendo restrição ou insuficiência dos meios para o atendimento aos consumidores, nos termos do Decreto n.º 93.901, de 9 de janeiro de 1987, as condições estabelecidas nesta Resolução poderão, a critério da ANEEL, ser suspensas parcial ou integralmente, enquanto persistir a limitação.

Art. 118. A concessionária deverá manter nas agências de atendimento, em local de fácil visualização e acesso, exemplares desta Resolução e das Normas e Padrões da mesma, para conhecimento ou consulta dos interessados.

Parágrafo único. A concessionária deverá fornecer exemplar desta Resolução, gratuitamente, quando solicitado pelo consumidor.

Art. 119. A concessionária deverá prestar todas as informações solicitadas pelo consumidor referentes à prestação do serviço, inclusive quanto as tarifas em vigor, o número e a data da Resolução que as houver homologado, bem como sobre os critérios de faturamento.

Parágrafo único. A tabela com os valores dos serviços cobráveis, referidos no art. 109, deverá estar afixada nas agências de atendimento, em local de fácil visualização, devendo a concessionária adotar, complementarmente, outras formas de divulgação adequadas.

Art. 120. Os consumidores, individualmente, ou por meio do respectivo Conselho de Consumidores, ou, ainda, de outras formas de participação previstas em lei, poderão, para defesa de seus interesses, solicitar informações e encaminhar sugestões, denúncias e reclamações à concessionária, às Agências Reguladoras Estaduais ou do Distrito Federal conveniadas, ou à ANEEL, assim como poderão ser solicitados a cooperar na fiscalização das concessionárias.

Parágrafo único. A concessionária deverá manter em todas as agências de atendimento, em local de fácil visualização e acesso, livro próprio para possibilitar a manifestação por escrito dos consumidores, devendo, para o caso de solicitações ou reclamações, observar o prazo de 30 (trinta) dias para resposta, conforme estabelecido no art. 97.

Art. 121. Prazos menores, se previstos nos respectivos contratos de concessão, prevalecem sobre os estabelecidos nesta Resolução.

Art. 122. A concessionária deverá observar o princípio da isonomia em todas as decisões que lhe foram facultadas nesta Resolução, adotando procedimento único para toda a área de concessão outorgada.

Art. 123. Para a implementação dos respectivos procedimentos, a concessionária disporá dos seguintes prazos, a contar da data de publicação desta Resolução:

I - 60 (sessenta)dias: incluir os feriados nacionais nas exceções do horário de ponta, conforme estabelecido na alínea “c”, inciso XVII, art. 2º;

II - 180 (cento e oitenta) dias: celebrar o contrato de fornecimento com consumidor responsável por unidade consumidora do Grupo “A” já ligada, conforme estabelecido na alínea “d”, inciso I, art. 3º;

III - 60 (sessenta) dias: adequar os procedimentos referentes à opção de faturamento ou mudança de Grupo tarifário, conforme estabelecido no art. 5º;

IV - 180 (cento e oitenta) dias: adequar as atividades da classe Industrial e distinguir as subclasses do Poder Público, conforme estabelecido nos incisos II e V, art. 20;

V - 180 (cento e oitenta) dias: identificar as unidades consumidoras localizadas na área rural e não classificadas como Rural, reclassificar, quando pertinente, nos termos do inciso IV, art. 20, e informar à ANEEL o número de unidades consumidoras reclassificadas por subclasse;

VI - 365 (trezentos e sessenta e cinco) dias: organizar e atualizar o cadastro das unidades consumidoras, conforme disposto no art. 21;

VII - 30 (trinta) dias: encaminhar o contrato de adesão ao consumidor responsável por nova unidade consumidora do Grupo "B", conforme disposto no art. 22, após a publicação do teor do contrato;

VIII - 90 (noventa) dias: encaminhar o contrato de adesão ao consumidor responsável por unidade consumidora do Grupo "B" já ligada, conforme disposto no art. 22, após a publicação do teor do contrato;

IX - 30 (trinta) dias: incluir cláusula referente às condições de aplicação da tarifa de ultrapassagem nos contratos, conforme disposto no inciso VIII, art. 23;

X - 365 (trezentos e sessenta e cinco) dias: celebrar o contrato de fornecimento com consumidor responsável por unidade consumidora classificada como Iluminação Pública, conforme art. 25;

XI - 60 (sessenta) dias: adequar os procedimentos referentes à substituição de medidores, conforme estabelecido no § 3º do art. 33;

XII - 60 (sessenta) dias: adequar os procedimentos relativos à aferição de medidores, conforme art. 38;

XIII - 30 (trinta) dias: ajustar os intervalos entre as leituras de medidores, conforme art. 40;

XIV - 90 (noventa) dias: adequar os procedimentos referentes aos critérios de faturamento da demanda proporcional, conforme disposto no art. 42;

XV - 180 (cento e oitenta) dias: adequar o faturamento de unidades consumidoras do Grupo "B" classificadas como Residencial Baixa Renda, conforme estabelecido no art. 45;

XVI - 30 (trinta) dias: adequar os procedimentos referentes aos critérios de faturamento da demanda, conforme disposto no art. 49;

XVII - 180 (cento e oitenta) dias: incluir as unidades consumidoras na estrutura tarifária horo-sazonal, conforme estabelecido no art. 53;

XVIII - 180 (cento e oitenta) dias: celebrar o contrato de fornecimento com consumidor responsável por unidade consumidora classificada como Cooperativa de Eletrificação Rural, quando faturável compulsoriamente na estrutura tarifária horo-sazonal, nos termos do art. 53;

XIX - 180 (cento e oitenta) dias: adequar a aplicação da tarifa de ultrapassagem às unidades consumidoras do Grupo "A", conforme disposto no art. 56, devendo informar os novos critérios ao consumidor com antecedência mínima de 60 (sessenta)dias;

XX - 90 (noventa)dias: ajustar o faturamento nos casos de impedimento da leitura do medidor, conforme estabelecido nos §§ 1º a 4º, art. 70;

XXI - 180 (cento e oitenta) dias: incluir na fatura as informações estabelecidas na alínea "b", inciso I e alínea "c", inciso II, art. 83;

XXII - 30 (trinta) dias: incluir na fatura as informações estabelecidas nas alíneas "o", "p" e "q", inciso I e nas alíneas "d", "e" e "f", inciso II, art. 83;

XXIII - 60 (sessenta) dias: ajustar os prazos para vencimento das faturas em dias úteis, conforme estabelecido nos incisos I e II, art. 86;

XXIV - 30 (trinta) dias: oferecer pelo menos 6 (seis) datas de vencimento da fatura para escolha do consumidor, com intervalo mínimo de 5 (cinco) dias entre as referidas datas, conforme estabelecido no § 2º, art. 86;

XXV - 180 (cento e oitenta) dias: implantar meios de constatação automática de pagamento em duplicidade, conforme estabelecido no parágrafo único, art. 88;

XXVI - 60 (sessenta) dias: implantar a entrega do aviso relativo ao motivo da suspensão do fornecimento, conforme estabelecido no art. 93;

XXVII - 30 (trinta) dias: informar o número de protocolo do registro da reclamação ou solicitação, conforme parágrafo único, art. 97;

XXVIII - 60 (sessenta) dias: implantar a manutenção dos registros relativos aos serviços cobráveis, conforme estabelecido no § 6º, art. 109;

XXIX - 60 (sessenta) dias: implantar o cadastramento referente a condição de unidade consumidora desativada, conforme estabelecido no parágrafo único, art. 113.

Art. 124. As omissões, dúvidas e casos não previstos nesta Resolução serão resolvidos e decididos pela ANEEL.

Art. 125. Esta Resolução entra em vigor na data da sua publicação, ficando revogadas as Portarias DNAEE n.º 277, de 23 de dezembro de 1985, n.º 45, de 21 de abril de 1987, n.º 33, de 11 de fevereiro de 1988, n.º 185, de 17 de outubro de 1988, n.º 193, de 1 de novembro de 1988, n.º 158, de 17 de outubro de 1989, n.º 1.233, de 15 de outubro de 1993, n.º 1.569, de 23 de dezembro de 1993, n.º 438, de 4 de dezembro de 1996, n.º 466, de 12 de novembro de 1997 e demais disposições em contrário.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO
Diretor-Geral

Publicado no D.O de 30.11.2000, Seção 1, p. 35, v. 138, n. 230-E.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 87, DE 6 DE ABRIL DE 2000

Homologa as Tarifas de Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica para a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no inciso X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, nos arts. 15 e 30 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nas Primeira, Segunda, Terceira, Quarta Subcláusulas, e Oitava Subcláusula da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão nºs 02, 03, 04 e 05/97, firmado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e a União, em 10 de julho de 1997, bem como o que consta dos Processos nºs 48500.001551/00-12 e 48500.001959/00-02, resolve:

Art. 1º Homologar as tarifas de energia elétrica, correspondentes ao reajuste anual e revisão estabelecido em Contrato, apresentadas nos Anexos a esta Resolução, para os fornecimentos a consumidores finais e suprimentos a outras concessionárias atendidas pela Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG.

§ 1º Os valores constantes do Anexo I desta Resolução entram em vigor a partir de 8 de abril de 2000, vigorando até 7 de abril de 2001 e somente os valores do Anexo II serão utilizados como base de cálculos tarifários subseqüentes.

§ 2° As tarifas contidas nos Anexos desta Resolução contemplam revisão decorrente da alteração ocorrida na Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS.

Art. 2° Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Publicado no D.O. de 07.04.2000, Seção 1, p. 34, v. 138, n. 68 – E.

ANEXO I

CEMIG

QUADRO A

TARIFA CONVENCIONAL		
SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R$/kW)	(R$/MWh)
A2 (88 a 138 kV)	16,33	41,11
A3 (69 kV)	17,60	44,30
A3a (30 kV a 44 kV)	6,10	89,43
A4 (2,3 kV a 25 kV)	6,33	92,73
AS (Subterrâneo)	9,35	97,04
B1-RESIDENCIAL:		180,23
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:		
Consumo mensal até 30 kWh		63,09
Consumo mensal de 31 a 100 kWh		108,14
Consumo mensal de 101 a 180 kWh		162,20
B2-RURAL		105,48
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		74,52
B2-SERVIÇO DE IRRIGAÇÃO		96,97
B3-DEMAIS CLASSES		168,26
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:		
B4a - Rede de Distribuição		86,70
B4b - Bulbo da Lâmpada		95,15
B4c - Nível de IP acima do Padrão		140,97

CEMIG

QUADRO B

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO HORÁRIO	DEMANDA (R$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	FORA DE PONTA
A1 (230 kV ou mais)	9,58	2,00
A2 (88 a 138 kV)	10,30	2,37
A3 (69 kV)	13,82	3,78
A3a (30 a 44 kV)	16,14	5,40
A4 (2,3 a 25 kV)	16,74	5,58
AS (Subterrâneo)	17,52	8,57

CEMIG

QUADRO C

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R$/MWh)	
	PONTA	
	SECA	ÚMIDA
A1	54,53	47,69
A2	57,77	53,89
A3	65,47	58,03
A3a	105,86	97,98
A4	109,76	101,59
AS (Sub)	114,88	106,32
	FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA
A1	38,59	32,79
A2	41,41	37,96
A3	45,11	38,93
A3a	50,35	44,51
A4	52,19	46,12
AS (Sub)	54,62	48,28

CEMIG

QUADRO D

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL		
	DEMANDA (R$/kW)	
SEGMENTO HORO-SAZONAL	PONTA	FORA DE PONTA
SUBGRUPO	SECA OU ÚMIDA	SECA OU ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	35,51	7,47
A2 (88 a 138 kV)	38,14	8,71
A3 (69 kV)	51,21	14,00
A3a (30 a 44 kV)	54,30	18,09
A4 (2,3 a 25 kV)	50,21	16,74
AS (Subterrâneo)	52,54	25,66

CEMIG

QUADRO E

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	5,40
A4 (2,3 a 25 kV)	5,58
AS (Subterrâneo)	8,57

CEMIG

QUADRO F

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE		
SEGMENTO HORO-SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R$/MWh)	
	PONTA	
	SECA	ÚMIDA
A3a (30 a 44 kV)	479,10	471,26
A4 (2,3 a 25 kV)	496,69	488,54
AS (Sub)	519,79	511,27
	FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA
A3a (30 a 44 kV)	50,35	44,51
A4 (2,3 a 25 kV)	52,19	46,12
AS (Sub)	54,62	48,28

CEMIG

QUADRO G

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R$/kW)
	PERIODO SECO OU ÚMIDO
A3a (30 a 44 kV)	18,09
A4 (2,3 a 25 kV)	16,74
AS (Subterrâneo)	25,66

CEMIG

QUADRO I

TARIFA DE EMERGENCIA – AUTOPRODUTOR		
SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R$/kW.ANO)	(R$/MWh)
A2 (88 a 138 kV) HORO-SAZONAL AZUL	39,14	171,94
A3 (69 kV) HORO-SAZONAL AZUL	40,13	241,68
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL AZUL	45,45	253,07
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL VERDE	11,35	253,07
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL AZUL	42,04	234,01
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL VERDE	10,51	234,01

CEMIG

QUADRO J

DESCONTOS PERCENTUAIS		
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	CONSUMO
RURAL – GRUPO A	10	10
COOPERATIVAS - GRUPO A	50	50
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B	-	15

SUPRIDORA: CEMIG			
SUPRIDO: COELBA; CATAGUAZES; DMEPC; BRAGANTINA; MOCOCA			
TENSÃO KV	MODALIDADE	DEMANDA R$/kW	ENERGIA R$/MWh
>= 69	PRÓPRIO	9,25	27,11
< 69		10,16	28,45

SUPRIDORA: CEMIG		
SUPRIDO: FURNAS		
TENSÃO KV	MODALIDADE	DEMANDA R$/kW
230 a 500	PRÓPRIO	3,16

ANEXO II

CEMIG

QUADRO A

TARIFA CONVENCIONAL		
SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R$/kW)	(R$/MWh)
A2 (88 a 138 kV)	16,26	40,94
A3 (69 kV)	17,53	44,12
A3a (30 kV a 44 kV)	6,07	89,07
A4 (2,3 kV a 25 kV)	6,30	92,35
AS (Subterrâneo)	9,31	96,65
B1-RESIDENCIAL:		179,51
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:		
Consumo mensal até 30 kWh		62,83
Consumo mensal de 31 a 100 kWh		107,70
Consumo mensal de 101 a 180 kWh		161,55
B2-RURAL		105,05
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		74,22
B2-SERVIÇO DE IRRIGAÇÃO		96,58
B3-DEMAIS CLASSES		167,58
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:		
B4a - Rede de Distribuição		86,35
B4b - Bulbo da Lâmpada		94,77
B4c - Nível de IP acima do Padrão		140,40

CEMIG

QUADRO B

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO HORÁRIO	DEMANDA (R$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	FORA DE PONTA
A1 (230 kV ou mais)	9,54	2,00
A2 (88 a 138 kV)	10,26	2,36
A3 (69 kV)	13,77	3,76
A3a (30 a 44 kV)	16,08	5,37
A4 (2,3 a 25 kV)	16,67	5,56
AS (Subterrâneo)	17,45	8,53

ANEXO II

CEMIG

QUADRO C

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R$/MWh)	
	PONTA	
	SECA	ÚMIDA
A1	54,31	47,50
A2	57,54	53,68
A3	65,20	57,80
A3a	105,44	97,59
A4	109,31	101,18
AS (Sub)	114,42	105,89
	FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA
A1	38,43	32,65
A2	41,24	37,81
A3	44,92	38,77
A3a	50,15	44,33
A4	51,98	45,93
AS (Sub)	54,40	48,08

CEMIG

QUADRO D

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL		
	DEMANDA (R$/kW)	
SEGMENTO HORO-SAZONAL	PONTA	FORA DE PONTA
SUBGRUPO	SECA OU ÚMIDA	SECA OU ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	35,37	7,44
A2 (88 a 138 kV)	37,98	8,67
A3 (69 kV)	51,01	13,94
A3a (30 a 44 kV)	54,08	18,02
A4 (2,3 a 25 kV)	50,01	16,67
AS (Subterrâneo)	52,33	25,56

CEMIG

QUADRO E

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	5,37
A4 (2,3 a 25 kV)	5,56
AS (Subterrâneo)	8,53

ANEXO II

CEMIG

QUADRO F

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE		
SEGMENTO HORO-SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R$/MWh)	
	PONTA	
	SECA	ÚMIDA
A3a (30 a 44 kV)	477,17	469,36
A4 (2,3 a 25 kV)	494,69	486,57
AS (Sub)	517,69	509,21
	FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA
A3a (30 a 44 kV)	50,15	44,33
A4 (2,3 a 25 kV)	51,98	45,93
AS (Sub)	54,40	48,08

CEMIG

QUADRO G

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R$/kW)
	PERIODO SECO OU ÚMIDO
A3a (30 a 44 kV)	18,02
A4 (2,3 a 25 kV)	16,67
AS (Subterrâneo)	25,56

CEMIG

QUADRO I

TARIFA DE EMERGENCIA – AUTOPRODUTOR		
SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R$/kW.ANO)	(R$/MWh)
A2 (88 a 138 kV) HORO-SAZONAL AZUL	38,98	171,24
A3 (69 kV) HORO-SAZONAL AZUL	39,97	240,70
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL AZUL	45,27	252,04
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL VERDE	11,31	252,04
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL AZUL	41,87	233,07
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL VERDE	10,47	233,07

CEMIG

QUADRO J

DESCONTOS PERCENTUAIS		
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	CONSUMO
RURAL – GRUPO A	10	10
COOPERATIVAS - GRUPO A	50	50
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B	-	15

SUPRIDORA: CEMIG			
SUPRIDO: COELBA; CATAGUAZES; DMEPC; BRAGANTINA; MOCOCA			
TENSÃO KV	MODALIDADE	DEMANDA R$/kW	ENERGIA R$/MWh
>= 69	PRÓPRIO	9,22	27,00
< 69		10,12	28,34

SUPRIDORA: CEMIG		
SUPRIDO: FURNAS		
TENSÃO KV	MODALIDADE	DEMANDA R$/kW
230 a 500	PRÓPRIO	3,15

Capacitores de Potência

A Engecomp produz capacitores fabricados com o mais alto padrão de qualidade, para aplicações em baixa tensão e condições severas de trabalho.

Características:

- Projetado para 20 anos de durabilidade
- Construção a partir de células capacitivas trifásicas PCEM
- Células com dielétrico seco (sem PCB)
- Interruptor trifásico para sobre-pressão
- Uso interno ou externo
- Disponível para montagem Universal
- Produtos aprovados pelo Underwriter's Laboratories (UL) e CSA

Aplicações:

- Motores industriais
- Centros de Controle de Motores (CCM)
- Subestações pequenas, médias e grandes

Especificações:

- Gabinete: chapa de aço com flanges para montagem horizontal ou vertical.
- Encapsulamento a seco: projetado com permeabilidade adequada para garantir o acionamento do interruptor de pressão.
- Filme dielétrico: polipropileno metalizado auto-regenerativo; perdas menores que 0,5 Watt por KVAr.
- Interruptor sensível a pressão: retira o capacitor do circuito antes que a pressão interna possa causar ruptura do invólucro, evitando explosão.
- Resistores de descarga: reduzem a tensão residual para menos do que 50 V em um minuto depois da desenergização.
- Temperatura de operação: - 40° a + 46° C.

Bancos Automáticos de Capacitores

A ENGECOMP fabrica bancos automáticos de capacitores em 220, 380, 440 e 480V. Em todos os modelos os componentes são montados modularmente, permitindo expansões e fácil manutenção.

Nossos conjuntos podem ser fornecidos com reguladores de fator de potência ou com módulos de saídas remotas, que se interligam diretamente aos sistemas de Gerenciamento Energético da ENGECOMP. Os painéis acomodam todos os componentes e são entregues prontos para serem energizados.
Todos os componentes utilizados são homologados pela Sprague, nos EUA. Com isso, garantimos que todos os componentes são da melhor qualidade e que o cliente ENGECOMP está recebendo o que existe de melhor em todo o mundo neste segmento.

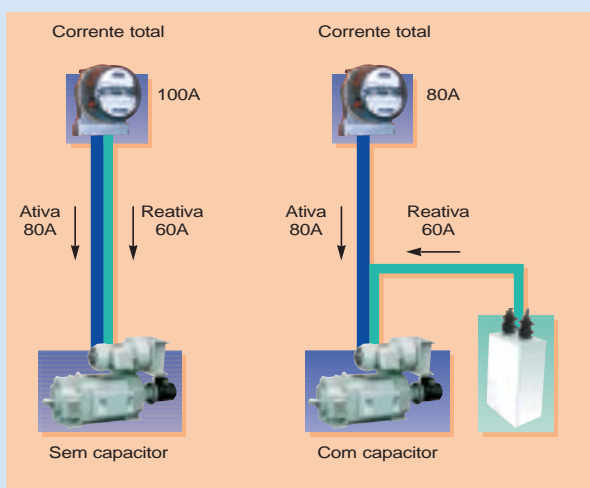
Autovar Big

São conjuntos maiores, normalmente com maior potência reativa, e maior número de estágios.

Características Técnicas:

- Células capacitivas: Sprague (EUA), trifásicas, com 5 anos de garantia.
- Reguladores: Elcontrol, Embrasul, ABB ou IMS.
- Contatores: ABB, Sprecher Schuh, Telemecanique, GE ou Siemens.
- Fusíveis, porta-fusíveis e chaves seccionadoras: Holec ou Siemens.

Autovar Mini

São modelos projetados para montagem vertical (em parede). Compactos, os painéis acomodam os capacitores, todos os acionamentos, além do regulador de fator de potência. Pode também acomodar chave seccionadora.

Importante

Além de corrigir o fator de potência, os bancos de capacitores reduzem a corrente elétrica que flui para os equipamentos, reduzindo perdas, permitindo uma melhor utilização dos transformadores e da rede existente e melhorando a performance do sistema elétrico como um todo.

Bancos com Filtros de Harmônicas

A Sprague detém mais de 50% do mercado de Filtros de Harmônicas nos EUA. É uma liderança incontestável! A ENGECOMP importa e distribui no Brasil os mesmos equipamentos comercializados nos EUA.

Engecomp Tecnologia - (11) 3872-4397 - vendas@engecomp.com.br - http://www.engecomp.com.br

Capacitores Trifásicos para Correção do Fator de Potência

Linha UCW-T

Principais características dos capacitores trifásicos Weg para correção localizada do fator de potência em instalações elétricas :

- ☑ Baixas perdas;
- ☑ Alta confiabilidade;
- ☑ Tipo imerso (em resina biodegradável);
- ☑ Auto-regenerativo;
- ☑ Resistores de descarga incorporados (montados internamente);
- ☑ Dispositivo de segurança (anti-explosão);
- ☑ Capa de proteção anti-chama elevando o grau de proteção para IP-50;
- ☑ Especificação técnica conforme norma IEC 831/1-2 e VDE 560/4.

Capacitores Trifásicos UCW-T

Características Técnicas:

Frequência nominal:	60 Hz
Tolerância de capacitância:	-5%/+10%
Perda dielétrica:	<0,4W/kvar
Temperatura ambiente:	-25ºC a 50ºC
Máxima tensão admissível:	1,10 Un
Máxima corrente admissível:	1,3 In
Máximo ΔV/ΔT admissível:	25 V/µs
Normas de referência:	IEC 831/1-2 VDE 560/4
Tensão nominal Un:	220V ou 380V
Tensão de isolação Ui:	3kV
Capacidade máxima dos terminais:	11A

- Os capacitores trifásicos UCW-T Weg são formados por três elementos capacitivos (bobinas) monofásicos com dielétricos de polipropileno metalizado auto-regenerativo, conectados em triângulo e montados em um invólucro de alumínio;
- Resistores de descarga incorporados (3 min, 1/10 Un) montados internamente;
- Parafuso M12 incorporado ao invólucro com porca e arruela dentada inclusas para fixação dos capacitores em qualquer posição;
- Terminais com possibilidade de conexão dos cabos de alimentação por encaixe simples (tipo "*Fast-On*") ou por parafusos fenda-philips M3 com arruela imperdível, dimensionados para ligação dos capacitores individualmente;
- Capa de proteção para as conexões aumentando a segurança contra contatos acidentais.

Dispositivo de Segurança :

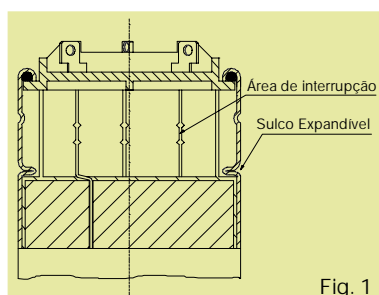
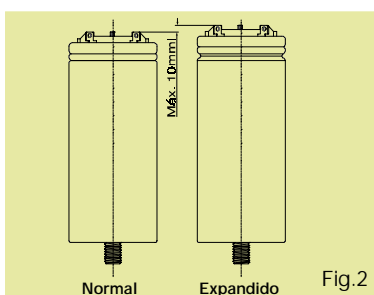



Fig. 1

Fig.2

Este dispositivo (Fig. 1 e 2) atua na ocorrência de sobrecargas ou em casos de sobrepressões internas no capacitor, evitando riscos de explosões e propagação de fogo. A proteção é obtida através da expansão do invólucro e conseqüentemente interrupção da alimentação dos elementos capacitivos.

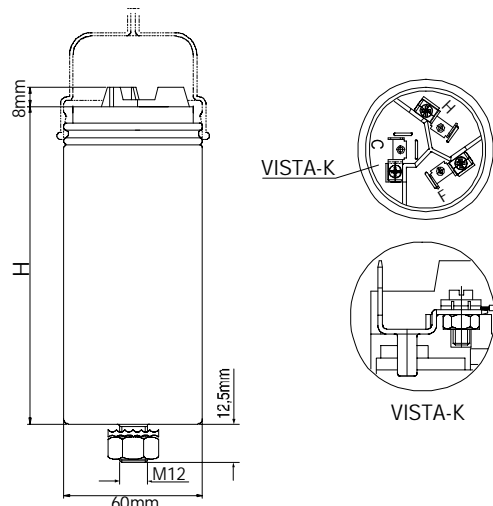
Potências dos Capacitores Trifásicos (UCW-T em 60Hz)

Tensão (V)	Potência (kvar)	Código de Encomenda	Corrente (A)	Fusível [1] (A)	Cabo (mm²)	Tamanho (mm)	Peso (Kg)
220	0,50	UCW-T 0,50 / 2.6	1,31	2	1,5	3	0,460
	0,75	UCW-T 0,75 / 2.6	1,97	4	1,5	3	0,460
	1,00	UCW-T 1,00 / 2.6	2,62	4	1,5	3	0,460
	1,50	UCW-T 1,50 / 2.6	3,94	6	1,5	3	0,460
	2,00	UCW-T 2,00 / 2.6	5,25	10	1,5	3	0,460
	2,50	UCW-T 2,50 / 2.6	6,56	10	1,5	4	0,660
	3,00	UCW-T 3,00 / 2.6	7,87	16	1,5	4	0,660
380	0,50	UCW-T 0,50 / 3.6	0,76	2	1,5	3	0,460
	0,75	UCW-T 0,75 / 3.6	1,14	2	1,5	3	0,460
	1,00	UCW-T 1,00 / 3.6	1,52	4	1,5	3	0,460
	1,50	UCW-T 1,50 / 3.6	2,28	4	1,5	3	0,460
	2,00	UCW-T 2,00 / 3.6	3,03	6	1,5	3	0,460
	2,50	UCW-T 2,50 / 3.6	3,80	6	1,5	3	0,460
	3,00	UCW-T 3,00 / 3.6	4,56	10	1,5	3	0,460
	5,00	UCW-T 5,00 / 3.6	7,60	16	1,5	4	0,660

NOTA : (1) Fusível classe gL/gG não é fornecido com o capacitor.

Dimensões:

VISTA-K

VISTA-K

Tamanho	H (mm)
3	151,5
4	206,5

WEG ACIONAMENTOS LTDA.
RUA JOINVILLE, 3000 - 89256-900 JARAGUÁ DO SUL - SC
TEL. (047) 372-4000 - FAX (047) 372-4050
http://www.weg.com.br - e-mail : wavendas@weg.com.br
SÃO PAULO: TEL. (011) 574-6977 - FAX (011) 549-7015

Unidade Capacitiva Monofásica - UCW

- As unidades capacitivas monofásicas UCW Weg, são capacitores monofásicos produzidos com dielétricos de polipropileno metalizado auto-regenerativo e invólucros de alumínio, com dispositivo de segurança (Fig. 1 e 2) para utilização em correção do fator de potência em instalações elétricas.

Potências UCW - 60Hz [1]

Tensão (V)	Potência Reativa (kvar)	Capacitância (µF)	Código de Encomenda	Resistor de descarga		Tamanho	Peso (Kg)
				180s, 50V	30s, 1/10 Un		
220	0,83	45,5	UCW 0,8 / 2.6	2,8MΩ / 3W	270kΩ / 3W	1	0,280
	1,67	91,5	UCW 1,6 / 2.6	1MΩ / 3W	150kΩ / 3W	2	0,395
	2,50	137,0	UCW 2,5 / 2.6	680kΩ / 3W	82kΩ / 3W	3	0,450
380	0,83	15,3	UCW 0,8 / 3.6	5MΩ / 3W	560kΩ / 3W	1	0,280
	1,67	30,7	UCW 1,6 / 3.6	2MΩ / 3W	390kΩ / 3W	1	0,280
	2,50	45,9	UCW 2,5 / 3.6	1,5MΩ / 3W	270kΩ / 3W	1	0,280
	3,33	61,2	UCW 3,3 / 3.6	1MΩ / 3W	150kΩ / 3W	2	0,395
	5,00	91,9	UCW 5,0 / 3.6	820kΩ / 3W	120kΩ / 3W	3	0,450
440	0,83	11,4	UCW 0,8 / 4.6	6MΩ / 3W	1MΩ / 3W	1	0,280
	1,67	22,9	UCW 1,6 / 4.6	3MΩ / 3W	560kΩ / 3W	1	0,280
	2,50	34,3	UCW 2,5 / 4.6	2MΩ / 3W	390kΩ / 3W	1	0,280
	3,33	45,6	UCW 3,3 / 4.6	1,5MΩ / 3W	270kΩ / 3W	2	0,395
	5,00	68,5	UCW 5,0 / 4.6	1MΩ / 3W	150kΩ / 3W	3	0,450
480	0,83	9,6	UCW 0,8 / 5.6	7MΩ / 3W	1MΩ / 3W	1	0,280
	1,67	19,3	UCW 1,6 / 5.6	3,3MΩ / 3W	560kΩ / 3W	1	0,280
	2,50	28,9	UCW 2,5 / 5.6	2MΩ / 3W	390kΩ / 3W	1	0,280
	3,33	38,4	UCW 3,3 / 5.6	2MΩ / 3W	270kΩ / 3W	2	0,395
	5,00	57,6	UCW 5,0 / 5.6	1,2MΩ / 3W	180kΩ / 3W	3	0,450

(*) Resistores não fornecidos com as Unidades Capacitivas Monofásicas Weg.
(1) Também podem ser fornecidos em 50 Hz.

Módulo Capacitor Trifásico - MCW

- Os módulos capacitores MCW Weg, são unidades modulares trifásicas que incorporam três unidades capacitivas Weg ligadas em triângulo, resistores de descarga (30s, 1/10 Un) e bornes dimensionados para conexão de até quatro módulos através de barras de interligação (BI-MCW). Os módulos capacitores Weg foram concebidos de forma a permitir flexibilidade e facilidade nas montagens, instalações, ampliações ou alterações de bancos de capacitores.
- Sua forma construtiva permite montagem vertical ou horizontal e manutenção em cada unidade capacitiva que o compõe.
- Possui grau de proteção IP-40.

Potências MCW - 60Hz [1]

Tensão (V)	Potência Reativa (kvar)	Código de Encomenda	Composição	Corrente Nominal (A)	Contator	Fusível gL/gG (A)	Cabo (mm²)	Peso (Kg)
220	2,5	MCW 2,5 / 2.6	3 x 0,83	6,6	CW 17K / CWM 32K	10	1,5	1,65
	5,0	MCW 5,0/ 2.6	3 x 1,67	13,1	CW 17K / CWM 32K	25	2,5	2,00
	7,5	MCW 7,5 / 2.6	3 x 2,50	19,7	CW 37K / CWM 32K	35	4,0	2,15
380	2,5	MCW 2,5 / 3.6	3 x 0,83	3,8	CW 17K / CWM 32K	6	1,5	1,65
	5,0	MCW 5,0 / 3.6	3 x 1,67	7,6	CW 17K / CWM 32K	16	1,5	1,65
	7,5	MCW 7,5 / 3.6	3 x 2,50	11,4	CW 17K / CWM 32K	20	2,5	1,65
	10,0	MCW 10,0 / 3.6	3 x 3,33	15,2	CW 17K / CWM 32K	25	2,5	2,00
	15,0	MCW 15,0 / 3.6	3 x 5,00	22,7	CW 37K / CWM 32K	35	6,0	2,15
440	2,5	MCW 2,5 / 4.6	3 x 0,83	3,3	CW 17K / CWM 32K	6	1,5	1,65
	5,0	MCW 5,0 / 4.6	3 x 1,67	6,6	CW 17K / CWM 32K	10	1,5	1,65
	7,5	MCW 7,5 / 4.6	3 x 2,50	9,8	CW 17K / CWM 32K	16	1,5	1,65
	10,0	MCW 10,0 / 4.6	3 x 3,33	13,1	CW 17K / CWM 32K	25	2,5	2,00
	15,0	MCW 15,0 / 4.6	3 x 5,00	19,7	CW 37K / CWM 32K	35	4,0	2,15
480	2,5	MCW 2,5 / 5.6	3 x 0,83	3,0	CW 17K / CWM 32K	6	1,5	1,65
	5,0	MCW 5,0 / 5.6	3 x 1,67	6,0	CW 17K / CWM 32K	10	1,5	1,65
	7,5	MCW 7,5 / 5.6	3 x 2,50	9,0	CW 17K / CWM 32K	16	1,5	1,65
	10,0	MCW 10,0 / 5.6	3 x 3,33	12,0	CW 17K / CWM 32K	20	2,5	2,00
	15,0	MCW 15,0 / 5.6	3 x 5,00	18,0	CW 37K / CWM 32K	35	4,0	2,15

(*) Contatores, fusíveis e cabos de ligação não fornecidos com os Módulos Capacitores Trifásicos Weg.
(1) Também podem ser fornecidos em 50 Hz.

Banco de Capacitores Trifásico - BCW

- Os bancos de capacitores BCW Weg, são montagens de unidades capacitivas em caixas metálicas IP 54, atendendo a cargas ou centros de cargas com necessidades de grandes valores de potências reativas.
- São equipados com resistores de descarga (30s, 1/10 Un) e bornes de potência.
- Sua concepção de montagem permite fixação vertical ou horizontal e manutenção em cada unidade capacitiva que o compõe.

Potências BCW - 60Hz [1]

Tensão (V)	Potência Reativa (kvar)	Código de Encomenda (2)	Composição	Montagem em Caixa UMW	Corrente Nominal (A)	Fusível gL/gG (A)	Cabo (mm²)	Peso (Kg)
220V	10,0	BCW 10,0 / 2.6	3 x 2,5 + 3 x 0,83	01	26,2	50	6	5,8
	12,5	BCW 12,5 / 2.6	3 x 2,5 + 3 x 1,67	01	32,8	63	10	6,1
	15,0	BCW 15,0 / 2.6	6 x 2,5	01	39,4	63	10	6,4
	17,5	BCW 17,5 / 2.6	6 x 2,5 + 3 x 0,83	01	45,9	80	16	7,3
	20,0	BCW 20,0 / 2.6	6 x 2,5 + 3 x 1,67	01	52,5	100	25	7,6
	22,5	BCW 22,5 / 2.6	9 x 2,5	01	59,0	100	25	7,9
	25,0	BCW 25,0 / 2.6	9 x 2,5 + 3 x 0,83	02	65,6	125	25	10,2
	27,5	BCW 27,5 / 2.6	9 x 2,5 + 3 x 1,67	02	72,2	125	35	10,6
	30,0	BCW 30,0 / 2.6	12 x 2,5	02	78,7	160	35	10,9
	35,0	BCW 35,0 / 2.6	12 x 2,5 + 3 x 1,67	02	91,9	160	50	12,0
	37,5	BCW 37,5 / 2.6	15 x 2,5	02	98,4	160	50	12,4
380V	17,5	BCW 17,5 / 3.6	3 x 5,0 + 3 x 0,83	01	26,6	50	6	5,8
	20,0	BCW 20,0 / 3.6	3 x 5,0 + 3 x 1,67	01	30,4	50	10	5,8
	22,5	BCW 22,5 / 3.6	3 x 5,0 + 3 x 2,5	01	34,2	63	10	5,8
	25,0	BCW 25,0 / 3.6	3 x 5,0 + 3 x 3,33	01	38,0	63	10	6,1
	27,5	BCW 27,5 / 3.6	6 x 3,33 + 3 x 2,5	01	41,8	80	16	6,7
	30,0	BCW 30,0 / 3.6	6 x 5,0	01	45,6	80	16	6,7
	35,0	BCW 35,0 / 3.6	6 x 5,0 + 3 x 1,67	01	53,2	100	25	7,3
	40,0	BCW 40,0 / 3.6	6 x 5,0 + 3 x 3,33	01	60,8	100	25	7,6
	45,0	BCW 45,0 / 3.6	9 x 5,0	01	68,4	125	35	7,9
	50,0	BCW 50,0 / 3.6	9 x 5,0 + 3 x 1,67	02	76,0	125	35	10,3
	60,0	BCW 60,0 / 3.6	12 x 5,0	02	91,2	160	50	10,9
	75,0	BCW 75,0 / 3.6	15 x 5,0	02	114,0	200	70	12,4
440V	17,5	BCW 17,5 / 4.6	3 x 5,0 + 3 x 0,83	01	23,0	35	6	5,8
	20,0	BCW 20,0 / 4.6	3 x 5,0 + 3 x 1,67	01	26,2	50	6	5,8
	22,5	BCW 22,5 / 4.6	3 x 5,0 + 3 x 2,5	01	29,5	50	10	5,8
	25,0	BCW 25,0 / 4.6	3 x 5,0 + 3 x 3,33	01	32,8	63	10	6,1
	27,5	BCW 27,5 / 4.6	6 x 3,33 + 3 x 2,5	01	36,1	63	10	6,7
	30,0	BCW 30,0 / 4.6	6 x 5,0	01	39,4	63	16	6,7
	35,0	BCW 35,0 / 4.6	6 x 5,0 + 3 x 1,67	02	45,9	80	16	7,3
	40,0	BCW 40,0 / 4.6	6 x 5,0 + 3 x 3,33	02	52,5	100	25	7,6
	45,0	BCW 45,0 / 4.6	9 x 5,0	02	59,0	100	25	7,9
	50,0	BCW 50,0 / 4.6	9 x 5,0 + 3 x 1,67	02	65,6	125	25	10,3
	60,0	BCW 60,0 / 4.6	12 x 5,0	02	78,7	125	35	10,9
	75,0	BCW 75,0 / 4.6	15 x 5,0	02	98,4	160	50	12,4
480V	17,5	BCW 17,5 / 5.6	3 x 5,0 + 3 x 0,83	01	23,0	35	6	5,8
	20,0	BCW 20,0 / 5.6	3 x 5,0 + 3 x 1,67	01	26,2	50	6	5,8
	22,5	BCW 22,5 / 5.6	3 x 5,0 + 3 x 2,5	01	29,5	50	10	5,8
	25,0	BCW 25,0 / 5.6	3 x 5,0 + 3 x 3,33	01	32,8	63	10	6,1
	27,5	BCW 27,5 / 5.6	6 x 3,33 + 3 x 2,5	01	36,1	63	10	6,7
	30,0	BCW 30,0 / 5.6	6 x 5,0	01	39,4	63	16	6,7
	35,0	BCW 35,0 / 5.6	6 x 5,0 + 3 x 1,67	02	45,9	80	16	7,3
	40,0	BCW 40,0 / 5.6	6 x 5,0 + 3 x 3,33	02	52,5	100	25	7,6
	45,0	BCW 45,0 / 5.6	9 x 5,0	02	59,0	100	25	7,9
	50,0	BCW 50,0 / 5.6	9 x 5,0 + 3 x 1,67	02	65,6	125	25	10,3
	60,0	BCW 60,0 / 5.6	12 x 5,0	02	78,7	125	35	10,9
	75,0	BCW 75,0 / 5.6	15 x 5,0	02	98,4	160	50	12,4

OBS : (*) Fusíveis e cabos de alimentação não fornecidos com os Bancos de Capacitores Trifásicos Weg.
(1) Podem ser fornecidos em 50Hz.
(2) Para tensões em 380/440/480V, também podem ser fabricados bancos de 55, 65 e 70 kvar.
IMPORTANTE : Nos casos onde há necessidade de potências acima de 37,5 kvar em 220V e 75 kvar em 380/440/480V, recomenda-se subdividir em dois ou mais bancos.

Acessórios para UCW / MCW / BCW

Resistor de Descarga para UCW

RDC 150K - 150 kΩ / 3W
RDC 270K - 270 kΩ / 3W
RDC 390K - 390 kΩ / 3W
RDC 560K - 560 kΩ / 3W
RDC 1M - 1MΩ / 3W

Barramento de Interligação para MCW

BI-MCW - para interligação de módulos de capacitores.

OBS : Interligação limitada para no máximo 4 módulos de capacitores em paralelo.

Unidade para Montagem de BCW

UMW-01 - Para até 9 UCW's
UMW-02 - Para até 15 UCW's

Porca e Arruela para Fixação de UCW

PAC M12

Unidade Capacitiva Trifásica - UCW-T

- Os capacitores trifásicos UCW-T Weg são formados por três elementos (bobinas) monofásicas com dielétricos de polipropileno metalizado auto-regenerativo, conectadas em triângulo e montadas em um invólucro de alumínio;
- Resistores de descarga incorporados (3 min, 1/10 Un) montados internamente;
- Parafuso M12 incorporado ao invólucro com porca e arruela dentada inclusas para fixação dos capacitores em qualquer posição;
- Terminais com possibilidade de conexão dos cabos de alimentação por encaixe simples (tipo "Fast-On") ou por parafusos fenda-philips M3 com arruela imperdível, dimensionados para ligação dos capacitores individualmente;
- Capa de proteção anti-chama elevando o grau de proteção para IP-50 e aumentando a segurança contra contatos acidentais.

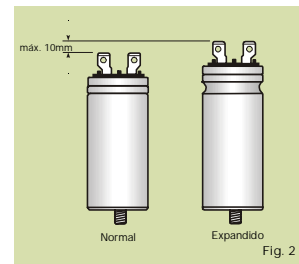
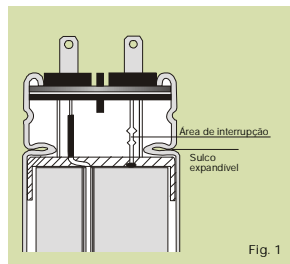
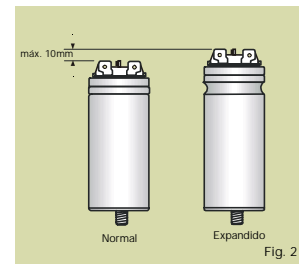
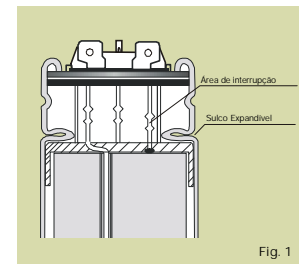
Potências UCW-T - 60Hz [1]

Tensão (V)	Potência Reativa (kvar)	Capacitância (µF) (Ligação Δ)	Código de Encomenda	Corrente Nominal (A)	Fusível gL/gG (A)	Cabo (mm²)	Tamanho (mm)	Peso (Kg)
220V	0,50	9,1 x 3	UCW-T 0,50 / 2.6	1,31	2	1,5	3	0,460
	0,75	13,7 x 3	UCW-T 0,75 / 2.6	1,97	4	1,5	3	0,460
	1,00	18,3 x 3	UCW-T 1,00 / 2.6	2,62	4	1,5	3	0,460
	1,50	27,4 x 3	UCW-T 1,50 / 2.6	3,94	6	1,5	3	0,460
	2,00	36,6 x 3	UCW-T 2,00 / 2.6	5,25	10	1,5	3	0,460
	2,50	45,7 x 3	UCW-T 2,50 / 2.6	6,56	10	1,5	4	0,660
	3,00	54,8 x 3	UCW-T 3,00 / 2.6	7,87	16	1,5	4	0,660
380V	0,50	3,1 x 3	UCW-T 0,50 / 3.6	0,76	2	1,5	3	0,460
	0,75	4,6 x 3	UCW-T 0,75 / 3.6	1,14	2	1,5	3	0,460
	1,00	6,1 x 3	UCW-T 1,00 / 3.6	1,52	4	1,5	3	0,460
	1,50	9,2 x 3	UCW-T 1,50 / 3.6	2,28	4	1,5	3	0,460
	2,00	12,3 x 3	UCW-T 2,00 / 3.6	3,03	6	1,5	3	0,460
	2,50	15,3 x 3	UCW-T 2,50 / 3.6	3,80	6	1,5	3	0,460
	3,00	18,4 x 3	UCW-T 3,00 / 3.6	4,56	10	1,5	3	0,460
	5,00	30,6 x 3	UCW-T 5,00 / 3.6	7,60	16	1,5	4	0,660

OBS : (*) Fusíveis e cabos de alimentação não fornecidos com as Unidades Capacitivas Trifásicas Weg.

Características Técnicas - UCW / UCW-T

Frequência nominal: 60 Hz
Tolerância de capacitância: -5%/+10%
Perda dielétrica: <0,4W/kvar
Temperatura ambiente: -25ºC a 50ºC
Máxima tensão admissível: 1,10 Un
Máxima corrente admissível: 1,3 In

Máximo ΔV/ΔT admissível: 25 V/μs
Normas de referência: IEC 831/1-2 VDE 560/4
Tensão nominal Un: 220V/380V/440V/480V
Tensão de isolação Ui: 3kV
Capac. máx. dos terminais (UCW-T) : 11A

Dispositivo de Segurança

UCW

Fig. 1

Fig. 2

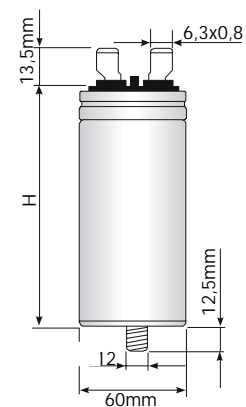
UCW-T

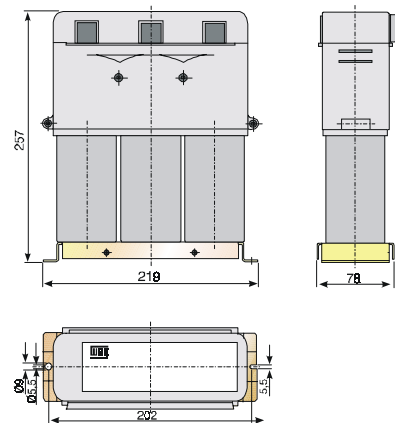
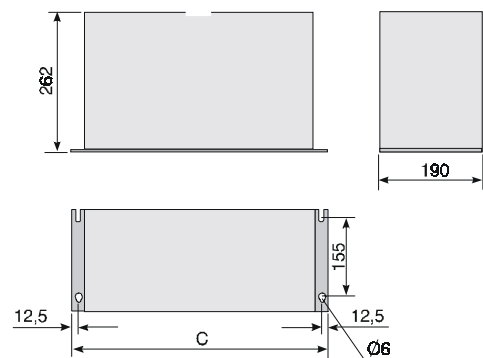
Fig. 1

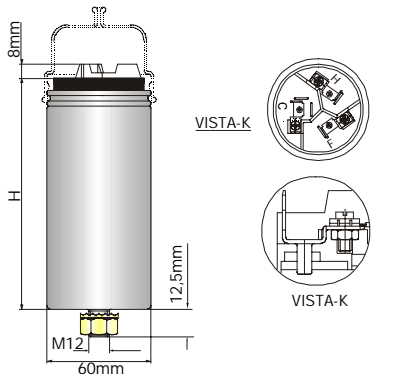
Normal Expandido
Fig. 2

Este dispositivo (Fig. 1 e 2) atua na ocorrência de sobrecargas ou em casos de sobretenpressões internas no capacitor, evitando riscos de explosões e propagação de fogo. A proteção é obtida através da expansão do invólucro e conseqüentemente interrupção da alimentação dos elementos capacitivos.

Dimensões

Unidade Capacitiva Monofásica - UCW

Tamanho	H (mm)
1	101,5
2	136,5
3	151,5

Módulo Capacitor Trifásico - MCW

Banco de Capacitores Trifásico - BCW

Caixa	C (mm)
UMW-01	266
UMW-02	390

Unidade Capacitiva Trifásica - UCW-T

Tamanho	H (mm)
3	151,5
4	206,5

Capacitores para Correção do Fator de Potência

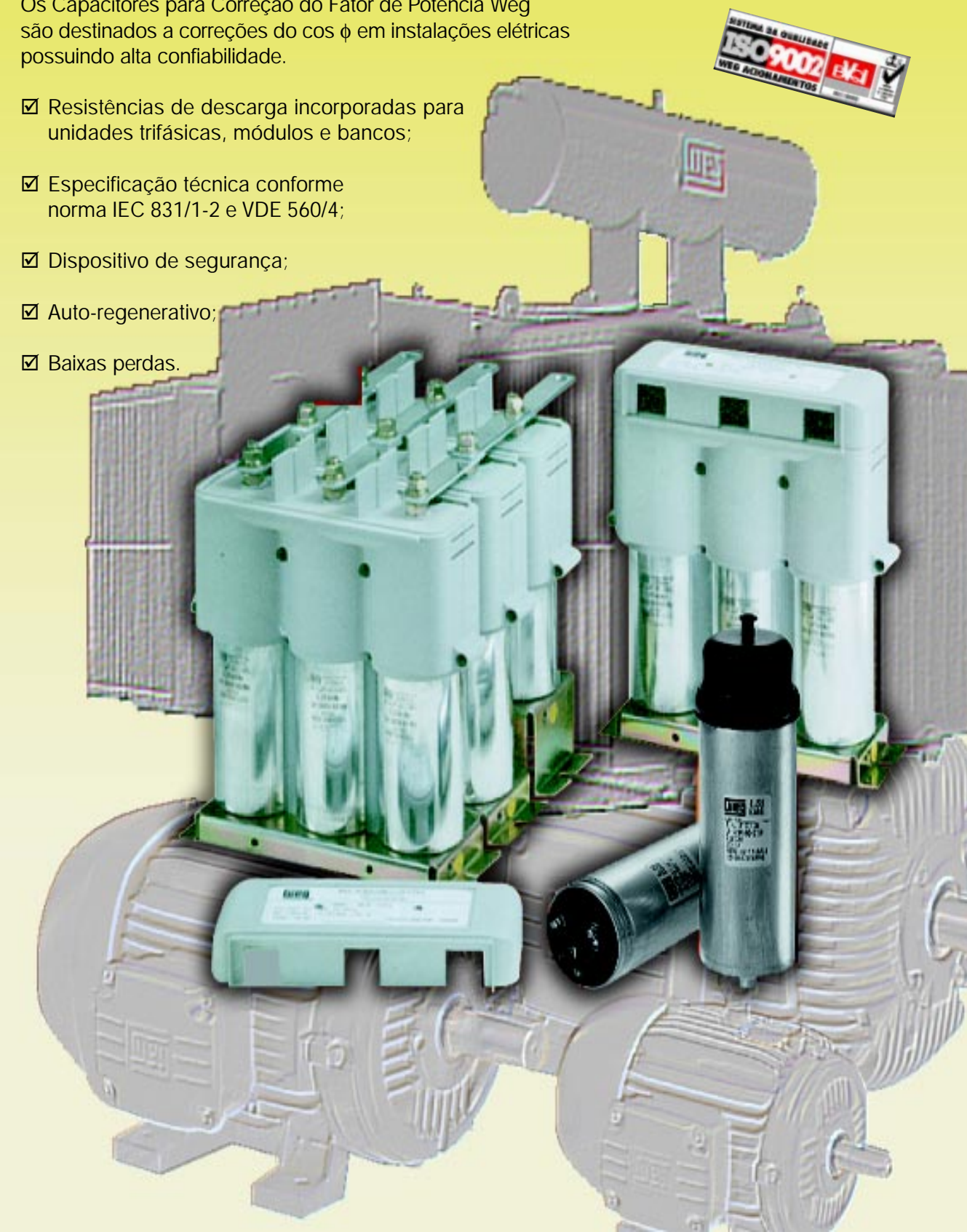
Os Capacitores para Correção do Fator de Potência Weg são destinados a correções do cos φ em instalações elétricas possuindo alta confiabilidade.

☑ Resistências de descarga incorporadas para unidades trifásicas, módulos e bancos;

☑ Especificação técnica conforme norma IEC 831/1-2 e VDE 560/4;

☑ Dispositivo de segurança;

☑ Auto-regenerativo;

☑ Baixas perdas.

Cálculo da Correção do Fator de Potência

Fator de Potência Atual	Fator de Potência Desejado (F)														
	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99
0,50	1,112	1,139	1,165	1,192	1,220	1,248	1,276	1,306	1,337	1,369	1,403	1,440	1,481	1,529	1,589
0,52	1,023	1,050	1,076	1,103	1,131	1,159	1,187	1,217	1,248	1,280	1,314	1,351	1,392	1,440	1,500
0,54	0,939	0,966	0,992	1,019	1,047	1,075	1,103	1,133	1,164	1,196	1,230	1,267	1,308	1,356	1,416
0,56	0,860	0,887	0,913	0,940	0,968	0,996	1,024	1,054	1,085	1,117	1,151	1,188	1,229	1,277	1,337
0,58	0,785	0,812	0,838	0,865	0,893	0,921	0,949	0,979	1,010	1,042	1,076	1,113	1,154	1,202	1,262
0,60	0,713	0,740	0,766	0,793	0,821	0,849	0,877	0,907	0,938	0,970	1,004	1,041	1,082	1,130	1,190
0,62	0,646	0,673	0,699	0,726	0,754	0,782	0,810	0,840	0,871	0,903	0,937	0,974	1,015	1,063	1,123
0,64	0,581	0,608	0,634	0,661	0,689	0,717	0,745	0,775	0,806	0,838	0,872	0,909	0,950	0,998	1,068
0,66	0,518	0,545	0,571	0,598	0,626	0,654	0,682	0,712	0,743	0,775	0,809	0,846	0,887	0,935	0,995
0,68	0,458	0,485	0,511	0,538	0,566	0,594	0,622	0,652	0,683	0,715	0,749	0,786	0,827	0,875	0,935
0,70	0,400	0,427	0,453	0,480	0,508	0,536	0,564	0,594	0,625	0,657	0,691	0,728	0,769	0,817	0,877
0,72	0,344	0,371	0,397	0,424	0,452	0,480	0,508	0,538	0,569	0,601	0,635	0,672	0,713	0,761	0,821
0,74	0,289	0,316	0,342	0,369	0,397	0,425	0,453	0,483	0,514	0,546	0,580	0,617	0,658	0,706	0,766
0,76	0,235	0,262	0,288	0,315	0,343	0,371	0,399	0,429	0,460	0,492	0,526	0,563	0,604	0,652	0,712
0,78	0,182	0,209	0,235	0,262	0,290	0,318	0,346	0,376	0,407	0,439	0,473	0,510	0,551	0,599	0,659
0,80	0,130	0,157	0,183	0,210	0,238	0,266	0,294	0,324	0,355	0,387	0,421	0,458	0,499	0,547	0,609
0,82	0,078	0,105	0,131	0,158	0,186	0,214	0,242	0,272	0,303	0,335	0,369	0,406	0,447	0,495	0,555
0,84	0,026	0,053	0,079	0,106	0,134	0,162	0,190	0,220	0,251	0,283	0,317	0,354	0,395	0,443	0,503
0,86		0,000	0,026	0,053	0,081	0,109	0,137	0,167	0,198	0,230	0,264	0,301	0,342	0,390	0,450
0,88				0,000	0,028	0,056	0,084	0,114	0,145	0,177	0,211	0,248	0,289	0,337	0,397
0,90						0,000	0,028	0,058	0,089	0,121	0,155	0,192	0,233	0,281	0,341
0,92								0,000	0,031	0,063	0,097	0,134	0,175	0,223	0,283
0,94										0,000	0,034	0,071	0,112	0,160	0,229
0,96												0,000	0,041	0,089	0,149
0,98														0,000	0,060

Para correção do fator de potência de motores, utiliza-se a seguinte fórmula : $Qcapm = \frac{(\%\ carga) \cdot P \cdot F}{\eta}$

Onde :

% carga = Fator relativo a pot. de trabalho do motor : motor operando a 50% de P = 0,5, 75% de P = 0,75 e 100% de P = 1,0;
P = Potência ativa em kW;
F = Fator de multiplicação, conforme tabela acima;
η = Rendimento do motor em função do percentual de carga que está operando;
Qcapm = Potência reativa do capacitor necessário no motor em kvar.

Para se calcular o valor da potência reativa necessária para elevar o fator de potência ao valor desejado, utiliza-se os valores de fator de potência atual e potência ativa consumida (recomenda-se realizar a média dos últimos doze meses, no mínimo (1)) das contas de energia elétrica e o fator encontrado na tabela acima.

Exemplo (2):

Fator de potência atual (FPA) = 0,80;
Potência ativa consumida (PA) = 1000kW;
Fator de potência desejado (FPD) = 0,92;
Fator (vide tabela ao lado) (F) = 0,324;
kvar = PA x F = 1000 x 0,324 = 324 kvar

Notas:

(1) Em casos de sazonalidade, deve-se fazer a análise dos períodos em separado, levando-se em consideração o pior caso.
(2) Este exemplo é orientativo. Sempre que possível, deve-se conhecer os tipos de cargas presentes e a curva de carga da instalação.
(3) Para mais informações técnicas, consultar o Manual para Correção de Potência Weg.

WEG ACIONAMENTOS LTDA.
RUA JOINVILLE, 3000 - 89256-900 JARAGUÁ DO SUL - SC
TEL. (0_ _ 47) 372-4000 - FAX (0_ _ 47) 372-4050
http://www.weg.com.br , e-mail : wa-mkt@weg.com.br

Mod. 911.01/0799 - Dados sujeitos a alterações sem aviso prévio